



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

“Por mi Raza Hablara el Espíritu”

FACULTAD DE INGENIERIA

*“Análisis Comparativo del Diseño de
Proyectos Fase FEL D–Cartera”*

TESINA

POR MODALIDAD DE SERVICIO SOCIAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

FRANCISCO OSIRIS FLORES HERRERA



DIRECTOR DE TESINA:

M.C. ULISES NERI FLORES

JULIO 2014



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

“Por mi Raza Hablara el Espíritu”

FACULTAD DE INGENIERIA

*“Análisis Comparativo del Diseño de
Proyectos Fase FEL D–Cartera”*

Jurado:

Presidente Ing. Claudio C. de la Cerda Negrete

Vocal M.C. Ulises Neri Flores

Secretario M.I. Alberto Herrera Palomo

1er. Suplente Ing. Israel Castro Herrera

2do. Suplente Ing. Héctor E. Gallardo Ferrera



Abstract:

“*Análisis Comparativo del Diseño de Proyectos Fase FEL D – Cartera*” Project, was conducted to understand how administrative and operational areas behave. At the beginning was expected take all projects documented on FEL methodology. But finally, it was chosen documents at definition phase about FEL D, because these were more and better informed. When having this comparison, extend it to the other phases. The project had a life of six months, divided in:

Studies

Information gathering.

Array design.

Data storage.

Data analysis.

When analyzing data in arrays, it was found that in many projects variations were too significant. This led to seek for solutions to the issues observed, finding there were similarities between operation-investment and operation-production. In some cases, there wasn't consistency with documented data.

In conclusion, this project will give the reader an option to broaden the horizon and picture the problems that such discrepancies of data may cause.

Keywords: Project, FEL, Arrays, Analysis

Resumen:

El proyecto *Análisis Comparativo del Diseño de Proyectos Fase FEL D – Cartera*, se realizó para entender cómo se comportaban las áreas administrativas con las operativas. Al inicio se esperaba tomar todos los proyectos que se tienen documentados en FEL, pero se eligió tomar los documentos en fase de definición, por

tener mayor y mejor documentación. Teniendo ya su comparativo, extenderlo a las otras fases. El proyecto tuvo una vida de 6 meses, dividiéndose en:

Estudios

Recopilación de Información

Diseño de la Matriz

Captura de Datos

Análisis de Datos

Al tener los datos en las matrices, se observaron que en muchos proyectos las variaciones eran significativas. Esto significó la búsqueda de una solución a los problemas vistos, encontrando las similitudes entre las operaciones-inversiones y las operaciones-producción. En algunos casos, no había coherencia con lo documentado.

En conclusión este proyecto dará al lector, la opción de ampliar su panorama y de igual manera visualizar las problemáticas que pueden ocasionar dichas discrepancias de datos.

Palabras clave: Proyecto, FEL, Matrices, Análisis

ÍNDICE:

Introducción	i
I. Marco Contextual	1
1.1 Situación de PEMEX	1
1.2 Realización del Servicio Social	2
1.3 Planeamiento del problema	2
1.4 Justificación	4
1.5 Objetivos	5
II. Marco Teórico	6
2.1 ¿Qué es la Evaluación de Proyectos?	6
2.2 Probabilidad de Éxito	8
2.3 Volumen de Hidrocarburos	9
2.3.1 Volumen Original de Aceite in-situ	9
2.3.2 Volumen de Aceite Producido	9
2.3.3 Volumen Original de Gas in-situ	10
2.3.4 Volumen de Gas Producido	10
2.4 Calculo de Volumen de Hidrocarburos	10
2.5 Reserva de Hidrocarburos	12
2.5.1 Reserva Original	13
2.5.2 Reservas Probadas	13
2.5.3 Reserva Probable	14
2.5.4 Reserva Posible	15
2.5.5 Reserva Remanente	15
2.6 Factor de Recuperación	16
2.6.1 Factor de Volumen de Aceite	17
2.6.2 Factor de Volumen de Gas	17
2.6.3 Factor de Recuperación Presente	18
2.6.5 Factor de Recuperación Final o Esperada	18

2.7 Pruebas de Presión	19
2.7.1 Prueba de Presión para Yacimientos de Gas	20
2.7.1.1 Método Clásico	21
2.7.1.2 Método Teórico	23
2.7.2 Prueba de Presión para Yacimientos de Aceite	24
2.8 Pronostico de Producción	26
2.8.1 Método de Montecarlo	26
2.8.2 Simulación del Método	27
2.8.3. Métodos de Simulación	27
2.8.4 Etapas del Proceso de Simulación	28
2.9 Percentiles	28
2.10 Tipo de pozos	30
2.10.1 Pozos Exploratorio	31
2.10.2 Pozos Delimitadores	31
2.10.3 Pozos de Evaluación	31
2.10.4 Pozos de Desarrollo	32
2.11 Ductos	32
2.12 Instalaciones Superficiales	32
2.13 Tipos de Reparaciones	33
2.14 Sistemas Artificiales de Producción	34
2.15 Tipos de Recuperación	34
2.16 Evaluación Económica	35
2.16.1 Inversión	35
2.16.2 Gastos Operativos	37
2.16.3 Egresos	38
2.16.4 Flujo de Efectivo	38
2.16.5 Valor Presente Neto	39
2.16.6 Valor Presente de Inversión	40
2.16.7 Relación Costo-Beneficio VPN/VPI	41
2.16.8 Tasa Interna de Retorno	41
2.16.9 Análisis de Riesgo	42

2.16.10 Después de Impuestos	43
2.17 Estimado de Costo	44
2.17.1 Exactitud del Estimado de Costos	45
III Características de los Proyectos	47
3.1 Proyecto A	48
3.2 Proyecto B	49
3.3 Proyecto C	50
3.4 Proyecto D	51
3.5 Proyecto E	52
3.6 Proyecto F	53
3.7 Proyecto G	54
3.8 Proyecto H	55
3.9 Proyecto I	56
3.10 Proyecto J	57
3.11 Proyecto K	58
3.12 Proyecto L	59
3.13 Proyecto M	61
3.14 Proyecto N	62
3.15 Proyecto O	63
3.16 Proyecto P	64
IV. Análisis de los Proyectos	66
4.1 Proyecto A	84
4.2 Proyecto B	85
4.3 Proyecto C	86
4.4 Proyecto D	86
4.5 Proyecto E	88
4.6 Proyecto F	89
4.7 Proyecto G	90
4.8 Proyecto H	91

4.9 Proyecto I	92
4.10 Proyecto J	93
4.11 Proyecto K	94
4.12 Proyecto L	95
4.13 Proyecto M	95
4.14 Proyecto N	96
4.15 Proyecto O	97
4.16 Proyecto P	97
V Análisis Integral	99
5.1 Estimado de Recuperación	101
5.1.1 Estimado de Recuperación de Aceite	102
5.1.2 Estimado de Recuperación de Gas	103
5.2 Indicadores Económicos	104
5.3 Caso Hipotético	105
5.3.1 Caso I	105
5.3.2 Caso II	106
Conclusiones	107
Recomendaciones	110
Anexo	111
Resumen para la aceptación de titulación por modalidad de Servicio Social Metodología FEL	111
Referencias Bibliográficas	115

ÍNDICE DE ECUACIONES:

Ec. 2.1 Probabilidad de Éxito	8
Ec. 2.2 Factor de Recuperación	17
Ec. 2.3 Factor de Volumen de Aceite	17
Ec. 2.4 Factor de Volumen de Gas	17
Ec. 2.5 Factor de Recuperación Presente	18
Ec. 2.6 Factor de Recuperación Final	18
Ec. 2.7 Ecuación de Rawlins y Schelhardt para valor de gasto	21
Ec. 2.8 Cálculo de Pendiente	22
Ec. 2.9 Ecuación de Rawlins y Schelhardt para valor C	23
Ec. 2.10 Ecuación de Lee para Presión de Fondo Fluyendo	23
Ec. 2.11 Simplificación de la Ecuación de Lee	23
Ec. 2.12 Parámetro α de la Ecuación de Lee	24
Ec. 2.13 Parámetro b de la Ecuación de Lee	24
Ec. 2.14 Ecuación de Difusión	24
Ec. 2.15 Ecuación de Difusión en Valores Adimensionales	24
Ec. 2.16 Expresión Logarítmica de la Ecuación de Difusión	25
Ec. 2.17 Expresión Logarítmica cuando radio de drene es 1	25
Ec. 2.18 Ecuación de Difusión en valores de Delta de Presión	25
Ec. 2.19 Cálculo de la Pendiente	25
Ec. 2.20 Ecuación de Delta de Presión	25
Ec. 2.21 Sustitución de la Ecuación de Difusión respecto a la Presión de Fondo	26
Ec. 2.22 Ecuación de Percentil	29
Ec. 2.23 Valor Presente Neto	39
Ec. 2.24 Valor Presente de Inversión	40
Ec. 2.25 Relación Costo Beneficio	41
Ec. 2.26 Tasa Interna de Retorno	42
Ec. 2.27 FE Después de Impuestos	43
Ec. 4.1 Diferencia Relativa	66

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1.1 Imagen de donde se tomó la información para el llenado de las matrices	3
Figura 1.2 Matriz inicial	3
Figura 1.3 Matriz final	4
Figura 2.1 Ciclo de vida de un proyecto Exploración – Explotación	7
Figura 2.2 Ciclo de Evaluación de un Proyecto	35
Figura 2.3 Flujo de Efectivo	39
Figura 3.1 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto A	48
Figura 3.2 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto B	49
Figura 3.3 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto C	50
Figura 3.4 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto D	51
Figura 3.5 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto E	52
Figura 3.6 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto F	53
Figura 3.7 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto G	54
Figura 3.8 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto H	55
Figura 3.9 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto I	56
Figura 3.10 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto J	57

Figura 3.11 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto K	58
Figura 3.12 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto L	59
Figura 3.13 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto M	61
Figura 3.14 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto N	62
Figura 3.15 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto O	63
Figura 3.16 Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto P	64
Figura 4.1 Datos y gráficas del Proyecto A	68
Figura 4.2 Datos y gráficas del Proyecto B	69
Figura 4.3 Datos y gráficas del Proyecto C	70
Figura 4.4 Datos y gráficas del Proyecto D	71
Figura 4.5 Datos y gráficas del Proyecto E	72
Figura 4.6 Datos y gráficas del Proyecto F	73
Figura 4.7 Datos y gráficas del Proyecto G	74
Figura 4.8 Datos y gráficas del Proyecto H	75
Figura 4.9 Datos y gráficas del Proyecto I	76
Figura 4.10 Datos y gráficas del Proyecto J	77
Figura 4.11 Datos y gráficas del Proyecto K	78
Figura 4.12 Datos y gráficas del Proyecto L	79
Figura 4.13 Datos y gráficas del Proyecto M	80
Figura 4.14 Datos y gráficas del Proyecto N	81
Figura 4.15 Datos y gráficas del Proyecto O	82
Figura 4.16 Datos y gráficas del Proyecto P	83
Figura 5.1 Relación de cumplimiento	99
Figura Conclusiones. Estimación de Costos	108

ÍNDICE DE GRÁFICAS:

Grafica 2.1 Probabilidad de Cantidades a Recuperar	15
Grafica 2.2 Factor de Recuperación por Métodos de Empuje	16
Grafica 2.3 Grafica Log-Log Gasto vs. Diferencial de Presión	22
Grafica 2.2 Percentiles reserva 2P	29
Grafica 3.1 División por Tipo de Proyecto	47
Gráfica 5.1 Estimado de recuperación final por tipo de proyecto	101
Gráfica 5.2 Estimado de recuperación de aceite, de acuerdo a la inversión	102
Gráfica 5.3 Estimado de recuperación de gas, de acuerdo a la inversión	103
Gráfica 5.4 Eficiencia de inversión de los proyectos	104

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 2.1 Discusión entre métodos	11
Tabla 2.2 Clase de Costos por fase FEL	45
Tabla 2.3 Estimación de Costo por Diversas Organizaciones	45
Tabla 5.1 Tablero de control de Proyectos	100

INTRODUCCIÓN:

La vida se ejemplifica en varios ciclos, uno de ellos, la carrera universitaria. Donde se reciben múltiples enseñanzas y herramientas con el objetivo de formar profesionistas. Después de este ciclo viene otro, la iniciación de la carrera profesional, etapa en la que reafirmamos los conocimientos y enseñanzas aprendidas, con la intención de dar un valor a la empresa donde nos desempeñemos y dar nombre a la institución académica, que nos abrió las puertas para nuestra formación profesional.

La presente tesina, titulada *Análisis Comparativo del Diseño de proyectos de Explotación Fase FEL D – Cartera*, para Titulación por Modalidad de Servicio Social, originalmente Novena Opción de Titulación, de la Facultad de Ingeniería. Presentada a los sinodales de acuerdo al documento anexo, teniendo por objeto aprobar el examen profesional.

Mi participación en el proyecto a lo largo de mi Servicio Social, me abrió el panorama para reafirmar conocimientos, que mi alma mater me brindó a lo largo de toda mi estancia en la UNAM. Estos meses que pase, en PEMEX, me sirvió para conocer como es la vida laboral, a pesar de las pocas horas servidas.

Esta tesina tiene una utilidad práctica, una de ellas, la de brindar conocimiento a demás estudiantes que tengan gusto por la planeación y evaluación, o solo para tener un panorama de cómo se espera que se comporten los proyectos en un horizonte de 15 años.

El primer capítulo constituye en una descripción de la situación en la que se encuentra la empresa, realización del proyecto; donde se realizó el servicio social, problemáticas que se tuvieron al ir realizando el proyecto, la importancia que tuvo el proyecto. Así como la justificación y objetivo del proyecto

En el capítulo dos se expone algunos fundamentos teóricos acerca de evaluación de proyectos. Que nos ayudara a entender el ciclo de vida de un proyecto. Entendiendo en que tiempo nos encontramos al realizar el mismo. Además de mencionar de donde se tomó la documentación de los proyectos, para la realización del comparativo de los mismos.

Siguiendo el ciclo de vida de un proyecto, en el tercer capítulo se describen los proyectos analizados, mostrando las propiedades geológicas y petrofísicas, agregando los volúmenes originales, reservas remanentes y factores de recuperación esperados. Además de problemáticas que tienen los proyectos.

En el cuarto capítulo se muestran los parámetros y graficas más representativas para ambos casos. Detallando así para cada proyecto una breve descripción y análisis comparativo.

En el quinto capítulo se documentan todos los proyectos haciendo un análisis entre ellos, los cuales nos permitirá analizar a los proyectos a una escala mayor, es decir entre ellos. Haciendo uso de gráficas para sus comparativos.

Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones, conforme al análisis comparativo realizado, a lo largo de mi Servicio Social y que presento en esta tesina.

Añadiendo como anexo, el resumen que se presentó para la aceptación de titulación por Modalidad de Servicio Social, al Comité de Titulación de la Carrera de Ingeniería Petrolera.

Capítulo I

Marco Contextual

1.1 Situación Pemex

La situación actual de PEMEX es de transición debido a la Reforma Energética, razón por la cual se encuentra en constante análisis la magnitud de los costos de extracción y la eficiencia de las inversiones o recursos económicos destinados a los proyectos de inversión

El análisis de las actividades de Pemex, durante los últimos años, muestra que se ha logrado revertir la tendencia declinante de la producción, gracias a un agresivo trabajo de exploración, con inversiones anuales del orden de 25 mil millones de dólares. Aunque la producción se ha estabilizado y la tasa de reposición rebasa el 100 por ciento, vale considerar lo siguiente:

- La producción de petróleo crudo, en el periodo 2007-2012, disminuyó de 3 millones 76 mil a 2 millones 548 mil barriles diarios de petróleo crudo (mbd), o sea, 528 mil barriles diarios menos, y en gas líquido se registró una disminución de 395 a 365 mbd, es decir, 30 mil barriles diarios. Sin embargo, actualmente la producción se ha estabilizado y se estima que hacia el final de la administración la producción alcanzará los 3 millones de barriles en promedio.
- La elaboración de productos petrolíferos muestra un comportamiento similar al anterior. En gasolinas se pasó de 456 mil barriles diarios (mbd) a 418 mbd, una reducción de 38 mil barriles diarios, en diésel, la baja fue de 334 a 300 mbd, que representa un descenso de 34 mbd, y en gas licuado, el volumen decreció de 226 a 204 mil barriles diarios, lo que representa una baja de 22 mil barriles diarios.

En el año 2004 se alcanzó la máxima producción de hidrocarburos, PEMEX recientemente había implementado como mejor práctica la dictaminación de proyectos de Exploración y Explotación. Con lo que se dio inicio a la metodología FEL para analizar los múltiples escenarios a evaluar e identificar el mejor.

1.2 Realización del Servicio Social

El trabajo fue desarrollado, en la Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos, ubicada en la Torre Ejecutiva de PEMEX, piso 10; ubicada en Avenida Marina Nacional #329, Colonia Petróleos Mexicanos, Delegación Miguel Hidalgo. Siendo el Ing. Rubén Lujan Salazar el titular de la Gerencia y como Subgerente el Doctor Fernando Ascencio Cendejas, con quien se trabajó y de donde se desprende el análisis y estudio de los proyectos a reportarse en esta Tesina.

1.3 Planeamiento del problema

Por necesidades del área se permitió acceso a información misma que se integró en pequeñas bases de datos, así mismo estas pequeñas bases de datos se agruparon en bases de datos más grandes y robustas a las que se les llamaron matrices. Debido al estado en que se encontraba la información, y al riesgo existente de duplicar los datos durante su manejo, por estar armadas en el mismo formato, se procedió a la generación y captura de estas matrices. Sin embargo el problema quedó resuelto, pues al final del periodo de trabajo quedando listas para su uso por múltiples usuarios.

Las figura 1.1 muestra la situación original de los datos de un proyecto, de donde se realizó la toma de datos para llenar las plantillas, la figura 1.2 muestra la situación inicial de la matriz de un proyecto, y la figura 1.3 muestra la situación final y actual de una matriz de decisión.

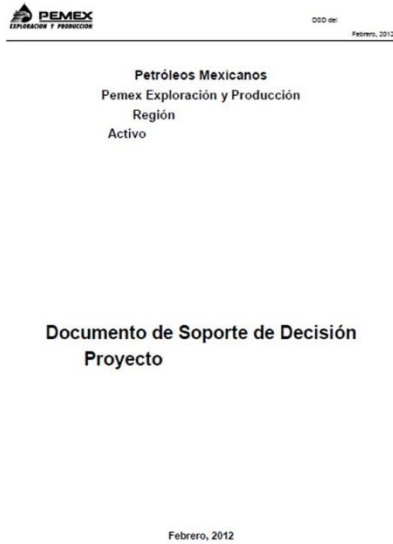


Figura 1.1. Imagen donde se tomó la información para el llenado de las matrices

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS

PROYECTO: NOMBRE DEL PROYECTO
CONCEPTUAL:

FECHA:

RESUMEN				
PARÁMETRO	UNIDAD	ESCENARIO CARTERA 2012-2026	ESCENARIO GANADOR FEL	
Volumen Original 2P	Aceite	(MMBIs)		
Volumen Original 2P	Gas	(MMMPc)		
Reservas Remanentes 2P	Aceite	(MMBIs)		
Reservas Remanentes 2P	Gas	(MMMPc)		
Np		MMBIs		
Gp		MMMPc		
Inversión Estratégica		MM Pesos		
Inversión Operacional		MM Pesos		
Inversión Total		MM Pesos		
Costo de Producción		USD/BPCE		
Pozos Nuevos		Número		
Reparaciones Mayores		Número		
VPN		MM Pesos		
VPN/VPI		Pesos/Pesos		

Figura 1.2. Matriz Inicial

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS HORIZONTE 2012-2026 RESUMEN								
Parámetro	Unidad	Reservas*	CMA	ACB	Cartera	FEL	Desviación Cari/FEL	
Volumetría								
Volumen Original 2P	Aceite	mmb	2,696	2,541	2,541	2,541	106%	
Volumen Original 2P	Gas	mmmpc	8,044	7,588	7,588	7,588	106%	
Reservas Remanentes 2P	Aceite	mmb	297	290	357	357	83%	
Reservas Remanentes 2P	Gas	mmmpc	943	754	1,081	1,081	87%	
Np		mmb		327	327	327	100%	
Gp		mmmpc		958	984	984	100%	
Pozos e Instalaciones								
Perforación de pozos	num		21	23	23	23	100%	
Reparaciones Mayores	num		24	23	25	22	114%	
Reparaciones Menores	num		0	ND	0	ND	--	
Ductos	num		0	13	20	ND	--	
Estructuras	num		1	1	1	1	100%	
Inversión								
Inversión Estratégica	mm\$		18,690	18,690	18,154	17,567	103%	
Inversión Operacional	mm\$		13,077	13,077	11,905	11,763	101%	
Inversión Total	mm\$		31,767	31,767	30,060	29,330	102%	
Gasto de Operación	mm\$		11,860	11,860	11,860	11,860	100%	
Evaluación Económica								
VPN	mm\$		170,040	280,844	280,842	257,909	109%	
VPI	mm\$		14,538	21,397	21,397	20,727	103%	
VPN/VPI			11.7	13.1	13.1	12.4	105%	

Reservas a 1 enero 2012

Cartera 2011

ND: No Documentan

Figura 1.3. Matriz Final

1.4 Justificación

La generación de matrices diseñadas permite una mayor rapidez en el análisis de resultados de los perfiles de producción e inversión del proceso FEL con respecto a otras actividades como son la cartera de proyectos y los programas operativos anuales o trimestral, con lo que se reduce la brecha que siempre ha existido entre estas actividades, por ser de naturaleza diferente en cuanto al arranque, es decir el tiempo. La generación de documentos oficiales internos y externos, tomará como fuente las matrices generadas para entregables, que son documentos tanto de resumen, de guía, de formato y hasta el Documento Rector

1.5 Objetivos

El objetivo de esta Tesina es presentar a detalle las actividades que realizaron en mi servicio social, como requisito para obtener el título de ingeniero petrolero y dar a conocer a los estudiantes de ingeniería petrolera la metodología para analizar y comparar los proyectos de inversión bajo la metodología FEL, para dejar como antecedente del argot y de la terminología que se usa en este tipo de proyectos, que pueden ser de utilidad en materias o asignaturas como:

- Planeación de Proyectos de Ciencias de la Tierra
- Evaluación de Proyectos
- Administración Integral de Yacimientos
- Ingeniería Económica
- Entre otras más

Como alguna vez me dijo un maestro "*no llegues a una reparación correctiva cuando puedes hacer reparaciones preventivas, en donde se aminoran costos a largo plazo*". En otras palabras si se puede analizar el proyecto, campo, pozo antes de que suceda el problema podemos obtener un mejor proyecto y resultado con el mismo, pues se eliminan costos innecesarios.

Adicionalmente la aplicación de la metodología FEL condensará los conocimientos y experiencias de gran valor de los especialistas denominados Pares Técnicos, que forman parte del capital humano de PEMEX, cada uno de ellos especializados en alguna de las diferentes áreas estratégicas del proceso del valor, cuyas decisiones darán soporte y consistencia a los resultados que se obtengan bajo la metodología FEL.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se habla de todos los conceptos que conlleva un proyecto, es decir toda la teoría utilizada para el razonamiento y realización de las comparaciones respectivas de los proyectos ya documentados, así como fórmulas matemáticas para la evaluación de estos mismos. Antes se debe saber que se entiende por evaluación de proyectos, pues con ello se hará de manera más fácil el entendimiento de este capítulo.

2.1 ¿Qué es la Evaluación de Proyectos?

De acuerdo con el PMBOK:

“Es la aplicación de conocimiento, experiencia, herramientas y técnicas para planear actividades en orden que conozca o exceda las necesidades y expectativas de los interesados del proyecto.”

www.pmmlerning.com Menciona que:

“Es el proceso y actividad de planear, organizar, motivar y controlar los recursos, procedimientos y protocolos para alcanzar uno o varios objetivos.”

En términos más sencillos. Es una técnica que permite determinar y expresar matemáticamente un proyecto, con el fin de aceptar o rechazar el mismo, previo análisis con otras alternativas de inversión posibles.

Cabe destacar que el principal objetivo de la evaluación de proyectos es:

-Maximizar la rentabilidad de las inversiones, expresada en unidades monetarias, disminuyendo los riesgos de perdida tanto en alcance como en tiempo en costo y calidad.

Con ayuda de la Figura 2.1, tomada de las presentaciones en la asignatura Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra impartida por el profesor de asignatura y Titular de la Subgerencia de Análisis y Selección de Proyectos de Producción Primaria de PEMEX, el Ing. Ignacio Castro, podemos seguir un orden de todos los conceptos que se darán a continuación. Dividiremos los conceptos primeramente en dos partes: Exploración y Explotación; y los subdividiremos en las partes que nos interesan.



Figura 2.1. Ciclo de Vida de un Proyecto Exploración - Explotación

De acuerdo a los Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de la CNH, los proyectos exploratorios, son una serie de procesos y actividades encaminadas a evaluar un recurso petrolero y a encontrar acumulaciones de aceite y/o gas susceptibles de ser explotadas en forma económicamente rentable.

En esta parte se encuentra todo lo relacionado a modelado geológico, que va desde la geología de superficie, perforación exploratoria para tener una descripción del ambiente sedimentario, identificación de roca, sísmica, calibrar propiedades

petrofísicas, y selección de pozos para ubicar contactos originales de fluidos. La forma de caracterizar los fluidos del yacimiento, es por medio de:

- Prueba de pozo detallada, con mediciones precisas de los tres fluidos producidos así como de las presiones flujo y de yacimiento.
- Pruebas de laboratorio de las características físicas más importantes como densidades, viscosidades, comportamiento volumétrico con la presión (PVT) y composiciones del petróleo (o condensado), y del gas.

Esta es la información más importante que debería conocerse de un yacimiento, dado que claramente representa la materia prima disponible originalmente para su posterior explotación. Con los datos obtenidos de las pruebas hechas se obtiene el volumen original que se encuentra en el yacimiento

2.2 Probabilidad de Éxito

Evaluar bajo condiciones de incertidumbre crea una brecha grande al momento de asignar probabilidades, por lo que se deben conocer las probabilidades de éxito (P_b) que se asigna a cada pozo por perforar. Este valor puede basarse en la extrapolación de los datos históricos existentes para la cuenca, o para la región de la cuenca que más se puedan asimilar, desde el punto de vista geológico, a la zona de estudio.

Si no se conoce nada del subsuelo se recomienda el uso de la función binomial:

$$Pb(r) = \frac{N!}{r!(N-r)!} G^r Q^{(n-r)} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$$Q = 1 - G$$

Pb= Probabilidad de descubrir

r= número de pozos a descubrir

N= número de pozos propuestos a descubrir

G= probabilidad de éxito

Con ayuda de estos datos se obtienen, las pruebas geológicas y petrofísicas y con ello se puede estimar el cálculo del volumen original contenido en el yacimiento a través de métodos volumétricos de tipo probabilístico y determinístico, así como la estimación de reservas de hidrocarburos aplicando métodos tales como: cálculo volumétrico, balance de materia, curvas de declinación y simulación numérica de yacimientos.

2.3 Volumen de Hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales, a continuación se proporcionan las definiciones concernientes a volúmenes.

2.3.1 Volumen Original de Aceite in-situ (Original Oil in place, OOIP)

Cantidad de crudo y gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

2.3.2 Volumen de Aceite Producido (Np)

El volumen producido de aceite es aquel que se encuentra en superficie después de su transporte del yacimiento al punto final, este volumen se expresa en barriles a nivel de superficie es decir bls @ c.s.

2.3.3 Volumen Original de Gas in-situ (Original Gas in place, OGIP)

Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie

2.3.4 Volumen de Gas Producido (Gp)

Es aquel volumen que se encuentra en superficie después de su transporte del yacimiento a los tanques de almacenamiento, este volumen se expresa en pies cúbicos a nivel de superficie es decir pc @ c.s.

2.4 Calculo de Volumen de Hidrocarburos

Para el cálculo del volumen de hidrocarburo se usan diferentes métodos, dependiendo de la fuente de los datos a emplearse, conduciendo a diferentes aproximaciones, sin embargo aunque se tengan datos suficientes y confiables así como la habilidad para manejarlos, los resultados pueden variar entre sí, debido a los cálculos que se realizan. Algunos de los métodos que más se usan son los siguientes:

- Método de Isohidrocarburos
- Método de Isopacas
- Método de Cimas y Bases
- Método de Balance de Materia (EBM)

La Tabla 2.1 muestra los comparativos entre los métodos de; Isohidrocarburos, Isopacas y de Cimas y Bases. En esta tabla no se coloca el método de balance de

materia, pues estos métodos toman al yacimiento tanto homogéneo como heterogéneo.

Isohidrocarburos	Isopacas	Cimas y Bases
Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en cuanto se refiere a la porosidad, saturación y espesor impregnado	Es más rápido para calcular el VOIP.	Es el método que da menor exactitud en la estimación del volumen original de hidrocarburos
Permite delimitar el yacimiento por cuales quiera de las causas siguientes: -Espesor tendiendo a cero -Saturación de agua tendiendo a 100% -Porosidad tendiendo a cero	Es una buena aproximación en el calculo	La diferencia con el método de isopacas es la forma de encontrar el volumen de roca
No es necesario determinar los valores promedios de espesor, saturación de agua y porosidad		

Tabla 2.1. Discusión entre Métodos

El método de balance de materia es uno de los principios básicos utilizados comúnmente en trabajos de ingeniería, ya que es la manera de obtener un resultado de una manera pronta, a través de la ley de la conservación de la materia. A diferencia de los otros métodos, solo se puede ejecutar haciendo la suposición de que el yacimiento es homogéneo

Conociendo el volumen de hidrocarburo y las probabilidades de descubrir un número “r” de campos mediante la perforación de “n” pozos, se debe de trabajar sobre la probabilidad de encontrar campos con valores de petróleo “in-situ” o reservas mayores.

Existen dos formas de encontrar solución a este problema:

- A través de métodos estadísticos o no deterministas
- A partir del procedimiento de los datos históricos de reservas correspondientes a la cuenca

2.5 Reserva de Hidrocarburos

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

Se le llama reservas de hidrocarburos al volumen de hidrocarburos, medidos a condiciones atmosféricas, que se pueden producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación. Se debe tener en cuenta que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, si no que tienen un carácter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor información. La siguiente grafica presentan las

Las reservas de hidrocarburos se clasifican de dos maneras:

- Cantidad y grado de exactitud de los datos
 - 1) Reservas probadas
 - 2) Reservas probables
 - 3) Reservas posibles

- De acuerdo al tipo de fluido
 - 1) Reservas de Aceite
 - 2) Reservas de Gas
 - 3) Reservas de Condensados

Nos centraremos en el grado de exactitud, con forme a su definición.

2.5.1 Reserva Original

Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

2.5.2 Reservas Probadas

Es el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Estas reservas proceden de yacimientos con evidencia de producción de hidrocarburos como:

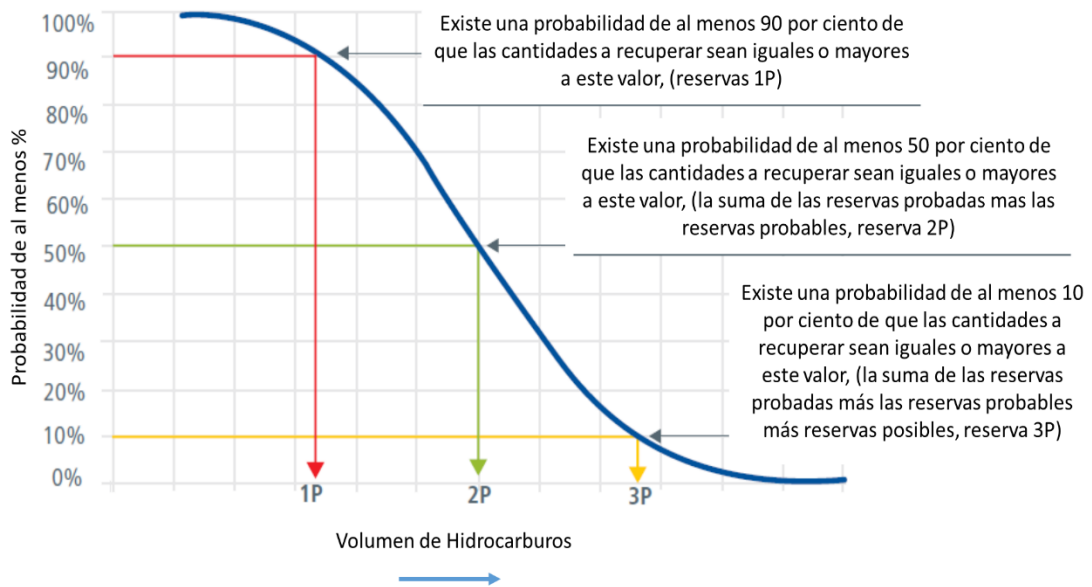
- Pozos productores
- Pruebas de información
- Pruebas de producción
- Registros geofísicos
- Balance de materia

2.5.3 Reserva Probable

Son las reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Las definiciones de reservas pueden ser confusas; sin embargo, si se considera que en términos probabilistas representan una función de distribución acumulada, como se ilustra en la Grafica 2.1, se puede explicar fácilmente que las reservas son una distribución continua de volúmenes que, por convención, se reportan para los percentiles 10, 50 y 90. Por lo anterior, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera:

- La reserva 1P es igual a la reserva probada.
- La reserva 2P es igual a la agregación de reserva probada más la reserva probable.
- La reserva 3P es igual a la agregación de la reserva probada más la reserva probable más la reserva posible.



Grafica 2.1 Probabilidad de Cantidades a Recuperar

2.5.4 Reserva Posible

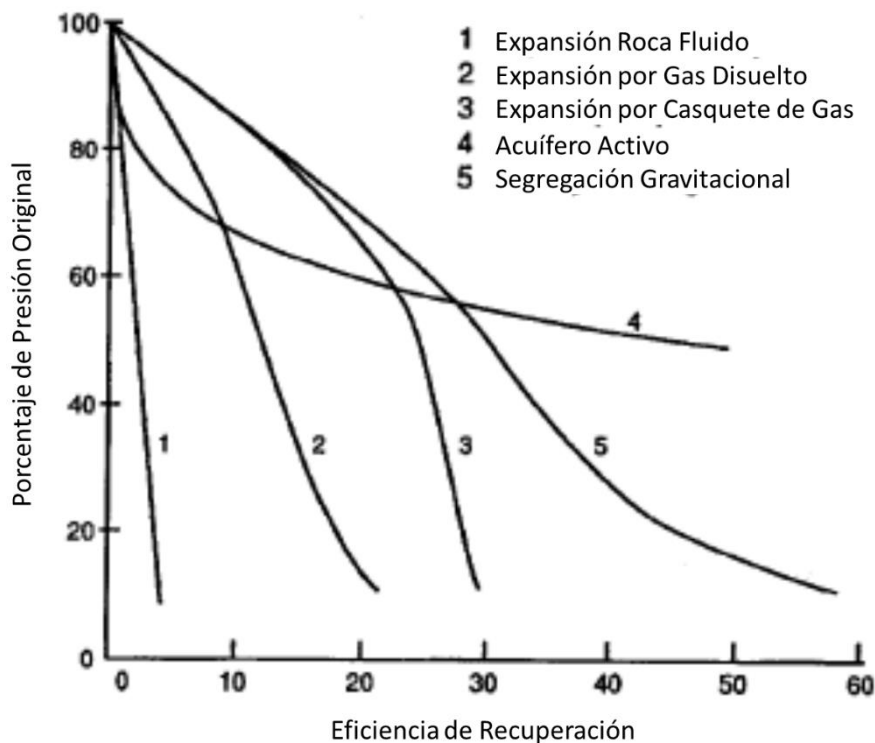
Es el volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

2.5.5 Reserva Remanente

Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

2.6 Factor de Recuperación

Al momento de tener nuestro volumen original, es necesario adaptarlo para obtener nuestro factor de recuperación proyectado y con la producción de pozos exploratorios produciendo, obtenemos nuestra reserva remanente. Nuestra reserva original se obtiene mediante correlaciones si es que no se tiene historia, contando con ella, se obtiene añadiendo nuestra reserva remanente a nuestro volumen producido. La siguiente grafica muestra los factores de recuperación de acuerdo a los métodos de empuje, los cuales nos ayudan a obtener el crudo que se encuentra en el yacimiento.



Gráfica 2.2 Factor de Recuperación por Métodos de Empuje

En otras palabras, el factor de recuperación es la relación existente entre la producción acumulada de aceite y/o gas y el volumen original de aceite (OOIP), a condiciones

atmosféricas. Normalmente se expresa en porcentaje.

$$Fr = \frac{\text{Producción acumulada de aceite } (Np)}{\text{Volumen original de aceite o gas en yacimiento (OOIP) @ c. s.}} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Las unidades de producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo a condiciones de superficie (bls @ c.s.). En el caso de yacimientos de gas, se usan pies cúbicos (pc) o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), ambos casos a condiciones de superficie.

2.6.1 Factor de Volumen de Aceite

Consiste en la relación de aceite que existe entre el volumen que ocupa un aceite a condiciones de presión y temperatura de superficie entre el volumen de aceite a condiciones de presión y temperatura estándar (14.7 psi., 60 °F).

$$Bo = \frac{N @ c. y.}{Np @ c. s.} \quad \text{Ec. 2.3}$$

2.6.2 Factor de Volumen de Gas

Consiste en la relación de gas que existe entre el volumen que ocupa un gas a condiciones de presión y temperatura de superficie entre el volumen un gas a condiciones de presión y temperatura estándar (14.7 psi., 60 °F).

$$Bg = \frac{G @ c. y.}{Gp @ c. s.} \quad \text{Ec. 2.4}$$

2.6.3 Factor de Recuperación Presente (FRP)

Es la relación entre la producción acumulada que se tiene hasta el momento (a cierta fecha) entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas. Normalmente se expresa en porcentaje.

$$FRP = \frac{Np \text{ a la fecha}}{Vo @ c.s.} \quad \text{Ec. 2.5}$$

2.6.4 Factor de Recuperación Final o Esperada (FRF)

En la industria petrolera, es de uso común calcular el factor de recuperación final o esperada al término de la vida del proyecto, pues es una manera de estimar lo que se va a extraer de acuerdo a los históricos de producción así como de sus diferentes tipos de recuperaciones.

En definición es la producción acumulada final que se espera de un yacimiento más su reserva remanente entre el volumen original del mismo, a condiciones atmosféricas, de igual manera su reserva original entre el volumen original del mismo. Normalmente se expresa en porcentaje.

$$(FRF)\% = \frac{(Np \text{ ó } Gp) + RR}{(N \text{ ó } G)} = \frac{R_{original}}{(N \text{ ó } G)} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

Np= Producción acumulada de aceite

Gp= Producción acumulada de gas

RR= Reserva remanente

N= Volumen original de aceite en yacimiento

G= Volumen original de gas en yacimiento

2.7 Pruebas de presión

Las pruebas de presión son una función clave en la industria petrolera y del gas. A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de tales inversiones. Los resultados del análisis de la prueba de presión, son usadas para tomar decisiones de inversiones.

Las pruebas de pozo proveen información para establecer las características del yacimiento, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación. El análisis de prueba de presión es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de producción, la cual nos permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

Las pruebas de potencial se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto.

Una de las pruebas que se hace es la prueba de agotamiento esta es realizada por un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de agotamiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento. Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- Pozos nuevos.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficientemente para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de restauración de presión sería difícil de aceptar.

2.7.1 Prueba de Presión para Yacimientos de Gas

Para los pozos de gas se usan las pruebas de potencial estas pruebas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto.

Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual al atmosférico. Actualmente con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total. Las principales pruebas empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son:

- Pruebas de potencial.
- Pruebas Isocronales.
- Pruebas Isocronales modificadas.

Estas pruebas también pueden ser empleadas en pozos productores de aceite.

En este método, un pozo se pone a producir a un gasto constante hasta que la presión de fondo fluyendo se estabilice. El gasto estabilizado y la presión de fondo son

registradas, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo estará fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo-estacionario.

La presión puede ser medida con un registrador de fondo (preferentemente) o bien, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso es repetido, cada vez que se registra la presión y gasto estabilizados. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes, para esta prueba existen fundamentalmente dos métodos diferentes, para analizar tales pruebas:

- a) Método Clásico
- b) Método Teórico

2.7.1.1 Método Clásico

Rawlins y Schelhardt (1936) presentaron la siguiente ecuación:

$$q_g = C(P_y^2 * P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

q_g = Gasto (Mpcd)

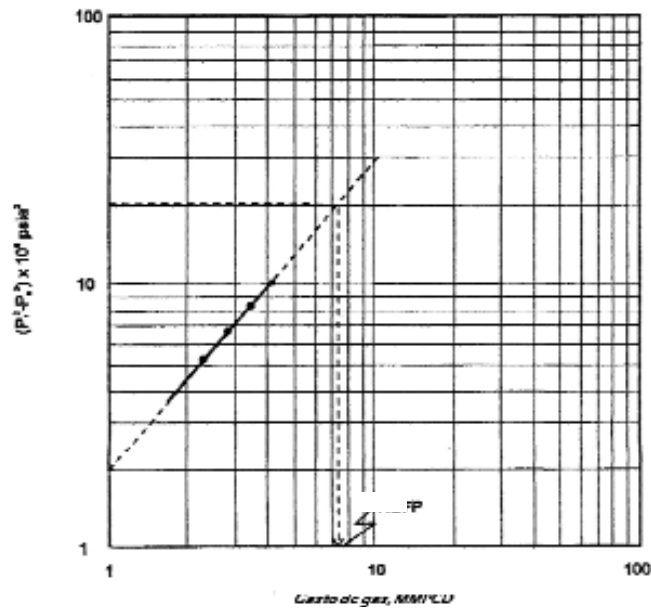
p_y = presión del yacimiento (psia)

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psia)

C= Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n= Exponente numérico, constante

La ecuación 2.7, está hecha a partir datos de pruebas realizados en pozos de gas. Graficando el gasto (q) vs $(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$ en una gráfica log-log, resulta una línea recta que pasa por los puntos de los datos graficados, ver Grafica 2.3.



Gráfica 2.3. Gráfica Log-Log Gasto vs. Diferencial de Presión

El cálculo del exponente n y el coeficiente C es obtenido usando la Gráfica 2.3 a partir del siguiente procedimiento:

1.- Elegir 2 valores arbitrariamente de gasto (q_g), separados un ciclo de estabilización de presión de otro.

2.- Leer los valores correspondientes de $(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$

3.- Calcular:

$$n = \frac{1}{\text{pendiente}} = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log(P_y^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_y^2 - P_{wf}^2)_1} \quad \text{Ec. 2.8}$$

4.- A partir de la ecuación 2.7 se puede obtener:

$$C = \frac{q_g}{(P_y^2 - P_{wf}^2)^n} \quad \text{Ec. 2.9}$$

2.7.1.2 Método Teórico

Para flujo estabilizado, Lee (1982) propone la siguiente expresión:

$$P_{wf}^2 = \frac{p_{med}^2 1422 (q_g \mu z T)}{kh} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) * 0.75 + D |q_g| \right) \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

D= Constante de flujo no Darciano (referido a la turbulencia)

h= Espesor neto de formación (pie)

k= Permeabilidad del medio poroso

r_e= Radio de drene (pie)

r_w= Radio de pozo (pie)

S= Factor de daño

T= Temperatura del yacimiento (Rankin)

μ= Viscosidad a la presión de yacimiento (cp.)

z= Factor de compresibilidad a la presión

Por simplicidad puede expresarse de la siguiente forma

$$p_y^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde:

$$a = \frac{1422(\mu z T)}{kh} * (\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S) \quad \text{Ec. 2.12}$$

Y

$$b = 1422 \left(\frac{T}{kh} \right) * D \quad \text{Ec. 2.13}$$

2.7.2 Prueba de Presión para Yacimientos de Aceite

Para calcular el gasto de producción de aceite se supone, un flujo radial de fluido incompresible. En un sistema de flujo radial, los fluidos se mueven en todas direcciones al pozo, por lo que para calcular su presión se desglosa de la siguiente manera:

De la ecuación de difusión

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.14}$$

Se convierte en variables adimensionales

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \left(\frac{1}{r} \right) \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad \text{Ec. 2.15}$$

Se aproxima logarítmicamente para puntos de observación

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left(\text{Ln} \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right) \quad \text{Ec. 2.16}$$

Se aproxima logarítmicamente para $r_D=1$ (El pozo)

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} (\text{Ln}(t_D) + 0.80907) \quad \text{Ec. 2.17}$$

Usando funciones para eliminar los valores adimensionales y colocar la ecuación en función de ΔP_w

$$\Delta P_w = \frac{1.151\alpha q B \mu}{kh} \left[\text{Log} t + \text{Log} \left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0.3513 \right] \quad \text{Ec. 2.18}$$

Sustituyendo valores:

$$m = \frac{1.151\alpha q \beta \mu}{kh} \quad \text{Ec. 2.19}$$

$$\Delta p_w = p_i - p_{wf} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Constantes:

$$\beta = 2.637 \times 10^{-4}$$

$$\alpha = 141.2$$

Sustituyendo y simplificando valores:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6q_0B_0\mu_0}{kh} \left[\text{Log}(t) + \text{Log} \left(\frac{k}{\phi\mu_0c_t r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \quad \text{Ec. 2.21}$$

Estas pruebas se realizan tanto en decremento, como en incremento de presión. La prueba de decremento se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un periodo de flujo a gasto constante, es decir se tiene que esperar a que el flujo se estabilice. Con varias muestras obtendremos un mejor resultado a la presión de fondo fluyendo.

La prueba de incremento se define como una serie de mediciones de la presión, a gasto variable, es decir que lo que se varía es el flujo, para después cerrar el pozo y obtener la presión estática de pozo

2.8 Pronostico de Producción

La producción de hidrocarburo es el proceso de sacar de manera ordenada y planificada el crudo que la naturaleza ha acumulado en trampas, para ello se debe realizar un pronóstico de producción teniendo como base nuestra reserva 2P y en casos de Gas la 3P.

Teniendo ya las pruebas de presión-producción y caracterizado el modelo dinámico. Es necesario usar el método de Monte Carlo para generar perfiles de producción.

2.8.1 Método de Montecarlo

El Método de Montecarlo o simulación de Montecarlo, es una técnica que permite llevar a cabo la valoración de los proyectos de inversión, pues es una técnica numérica para calcular pronósticos, que permiten introducir el riesgo en la valoración de los proyectos

de inversión. Se basa en simular la realidad a través del estudio de una muestra, en este caso la reserva de hidrocarburos. El método permite tener en cuenta para el análisis un elevado número de escenarios, los cuales nos llevan al asemeamiento de un buen esquema de producción, que contiene a los datos que se han obtenido hasta este momento, para el desarrollo de la gráfica de producción.

2.8.2 Simulación del Método

La simulación del método de Montecarlo es el proceso de diseñar y desarrollar un modelo computarizado de un proceso y conducir experimentos con este modelo con el propósito de evaluar varias estrategias con las cuales se puede operar el sistema.

- Modelo de simulación: conjunto de hipótesis acerca del funcionamiento del sistema expresado como relaciones matemáticas y/o lógicas entre los elementos del sistema.
- Proceso de simulación: ejecución del modelo a través del tiempo en un ordenador para generar muestras del comportamiento.

2.8.3 Métodos de Simulación

- Simulación estadística o Monte Carlo: Está basada en el muestreo sistemático de variables aleatorias, dando varios escenarios posibles.
- Simulación continua: los estados del sistema cambian continuamente su valor. Estas simulaciones se modelan generalmente con ecuaciones diferentes.
- Simulación por eventos discretos: Se define el modelo cuyo comportamiento varía en instantes del tiempo dados. Los momentos en los que se producen los cambios, son los que se identifican como los eventos del sistema o simulación.
- Simulación por autómatas celulares: Se aplica a casos complejos, en los que se divide al comportamiento del sistema en subsistemas más pequeños

denominadas células. El resultado de la simulación está dado por la interacción de las diversas células.

2.8.4 Etapas del Proceso de Simulación

1. Definición, descripción del problema. Plan
2. Formación del modelo
3. Programación
4. Verificación y Validación del modelo
5. Diseño del experimento y plan corridas
6. Análisis de resultados

2.9 Percentiles

El indicador Percentil es una medida de posición no central que dice como está posicionado un valor respecto al total de una muestra. El percentil está referenciado de 0 a 100. El percentil 0 es el menor valor de la muestra y el percentil 100 el mayor valor.

Los percentiles suelen usarse por grupos, los cuales dividen la distribución en partes iguales, interpretadas estas como intervalos que comprenden la misma porción de valores, en el caso de la industria petrolera los más usados son los deciles.

Técnicamente k_i es el percentil i -ésimo, donde la i toma valores del 1 al 100. El $i\%$ de los valores de muestra son menores que ese P_i y el $(100-i)\%$ restantes son mayores.

Así, el percentil correspondiente a se calcula con la expresión siguiente:

$$deciles = L_k + \frac{k \left(\frac{n}{10} \right) - F_k}{f_k} * C \quad Ec. 2.22$$

Donde:

L_k = Limite real inferior de la clase del decil

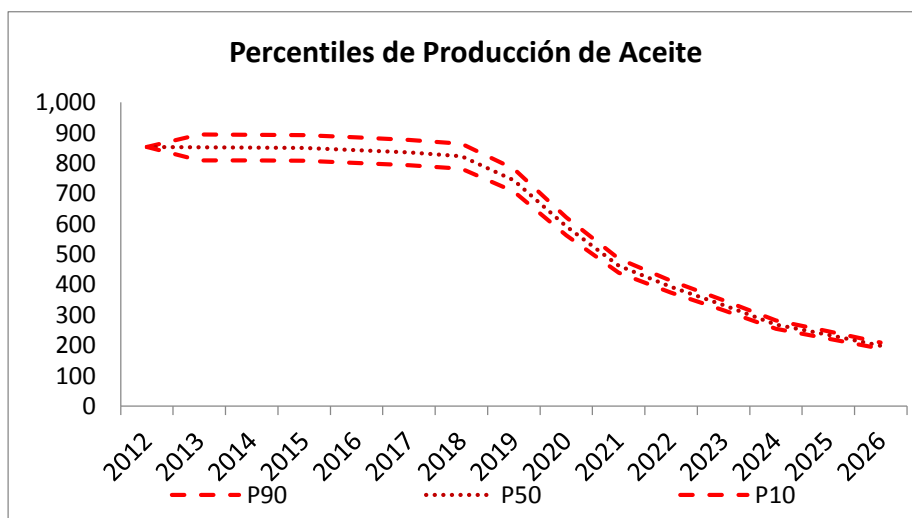
n = número de datos

F_k = Frecuencia acumulada de la clase que antecede a la clase decil k

f_k = Frecuencia de la clase decil k

c = Longitud del intervalo de la clase del decil k

En donde más se usan son en los pronósticos de producción. Ya que en esta parte se realizan, por un método probabilístico, por lo que se colocan niveles de riesgo, para este caso se usan los deciles 10 y 90 (P_{10} y P_{90}), que indican la menor y mayor cantidad que se espera producir. El valor que se obtuvo por el método para obtener la producción de hidrocarburo se toma como la media o P_{50} . En la Grafica 2.2 se presenta una gráfica en donde se observan los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} .



Grafica 2.4 Percentiles para Reserva 2P

Por otra parte, los proyectos de explotación de acuerdo a los Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de la CNH, menciona que los proyectos de explotación son todas las actividades relacionadas con la extracción de hidrocarburos, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Teniendo como base los datos de exploración, los proyectos de explotación comprenden, entre otras cosas:

- Pozos
- Ductos
- Instalaciones Superficiales
- Reparaciones (Menores y Mayores)
- Sistemas Artificiales de Producción
- Recuperaciones (Prim., Sec., Ter. o Mejorada)
- Mantenimiento
- Desincorporación de Pozos e Instalaciones
- Restauración de Áreas de Trabajo

2.10 Tipo de pozos

Un pozo petrolero es una perforación efectuada en el subsuelo, encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburo con la superficie. El tipo de pozo depende principalmente del propósito de la perforación con lo cual básicamente solo existen tres tipos los cuales son:

- Exploratorio

- Delimitador
- Evaluación
- Desarrollo

2.10.1 Pozos Exploratorio

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los recortes, los núcleos y los registros, son los objetivos de estos pozos. En resumen la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

2.10.2 Pozos Delimitadores

Son los pozos que se perforan para delimitar la extensión de un campo o alcance de esta área

2.10.3 Pozos de Evaluación

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la explotación, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Ya que la geología del área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos podrá ser mejor diseñada para reducir al mínimo los daños al yacimiento. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los Geólogos e Ingenieros en Yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo.

2.10.4 Pozos de Desarrollo

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- Pozos de producción: son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo.
- Pozos de inyección: estos pozos son menos numerosos, pero son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- Pozos de observación: sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces pozos que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son usados como observadores.

Nota: los dos primeros tipos de pozos son de la etapa de exploración

2.11 Ductos

Los ductos son tuberías para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea costa afuera o tierra.

2.12 Instalaciones Superficiales

Las instalaciones superficiales son todas estaciones recolectoras, diseñadas para manejar toda la producción proveniente de los pozos que fluyen hacia ella. Los equipos principalmente que se encuentran son:

- Separadores
- Tanques de almacenamiento
- Bombas

2.13 Tipos de Reparaciones

Las reparaciones se dividen en dos tipos que son:

Reparaciones Menores: se definen como la intervención al pozo en la cual no se modifica su esencia pero puede ser tan costosa y difícil como cualquier reparación mayor o la misma perforación, las más comunes son:

- Corrección de problemas de aparejo
- Cambio de diámetros en tubería de producción
- Limpiezas
- Acondicionamiento a bombeos
- Cambio de posición de empacadores y accesorios
- Corrección de problemas en el pozo

Reparación Mayor: se define como la intervención al pozo en la cual se cambia la esencia del pozo mismo, incluyendo:

- Cambios de intervalos
- Ampliación o reducción de intervalos
- Profundización
- Modificación para acondicionamiento a otro fin
- Reentradas

2.14 Sistemas Artificiales de Producción

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministra energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Los tipos de sistemas artificiales de producción son:

- Bombeo neumático
- Bombeo mecánico
- Bombeo cavidades progresivas
- Bombeo electrocentrífugo
- Bombeo hidráulico
- Embolo viajero

2.15 Tipos de Recuperación

Los tipos de recuperación son divididos en tres etapas:

Primaria

Secundaria

Terciaria o Mejorada

Se le llama recuperación primaria a toda recuperación de hidrocarburos que se tendría con la energía propia del yacimiento.

A los métodos para explotar un yacimiento proporcionando energía adicional después del agotamiento natural de la propia, se le conoce como Recuperación Secundaria. Actualmente se han encontrado que conviene proporcionar energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento manteniendo la presión en valores adecuados para los fines económicos.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% del curo original en sitio. El propósito de la recuperación mejorada es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, reduciendo la viscosidad del crudo, aumentar la viscosidad del agua o el taponamiento de caminos preferenciales.

Ya que el pozo haya llegado a su límite económico, es decir que es más caro producir un barril de petróleo que venderlo. Conforme a esto se tiene que seguir una serie de normas, para taponear el pozo, desincorporar los equipos y hacer la restauración del área de trabajo correspondiente.

2.16 Evaluación Económica

Teniendo los pronósticos y habiendo hecho los análisis de instalaciones y recursos requeridos, etc. Se pasa todo a términos monetarios, para su respectiva evaluación y análisis. Ejemplificando de mejor manera el ciclo de evaluación de un Proyecto en la Figura 2.2, tomada de las notas de materia del M.C. Ulises Neri.

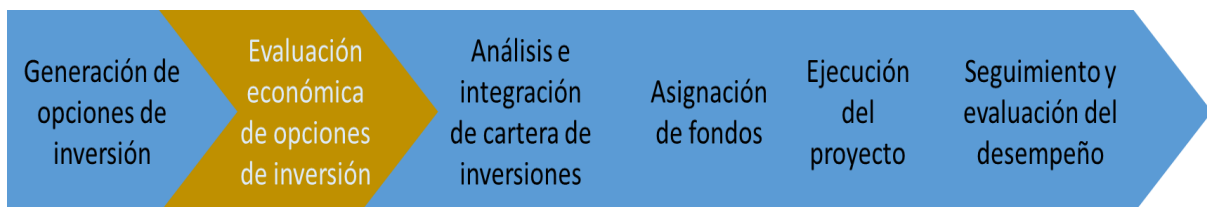


Figura 2.2 Ciclo de Evaluación de un Proyecto

2.16.1 Inversión

Las inversiones son todo desembolso de recursos financieros para adquirir bienes concretos durables o instrumentos de producción. Las cantidades dedicadas para

inversiones de las empresas dependen de varios factores. Los tres que se consideran más importantes son:

- Rendimiento esperado: positivo o negativo, es la compensación obtenida por la inversión
- Riesgo aceptado: la incertidumbre sobre el rendimiento real que se obtendrá al final de la inversión
- Horizonte temporal: es el periodo o tiempo durante el cual se mantendrá la inversión, un tiempo estimado que se propone a manejar para da una evaluación idónea es de 15 años, aunque se puede manejar hasta terminar el proyecto

La inversión se divide en dos tipos, las inversiones estratégicas y las operacionales, las cuales: las estratégicas son aquellas inversiones destinadas a todo recurso material, que necesita el proyecto para obtener los ingresos deseados, como son para el caso de la industria petrolera:

- Estructuras Marinas o Terrestres
- Instalaciones
- Infraestructura
- Ductos
- Entre otros

En el caso de las inversiones operacionales, son las inversiones que se usan para que el proyecto siga produciendo bienes a lo largo de la vida del proyecto como son:

- Mantenimientos:
 - De Pozos
 - De Estructuras

- De Ductos
- De Infraestructura
- Seguridad Industrial y Ambiental
- Abandono de Campos

2.16.2 Gastos Operativos

Los gastos operativos hacen referencia al dinero desembolsado por una empresa u organización en el desarrollo de sus actividades. Los gastos operativos son los salarios, el alquiler de locales, la compra de suministros y otros.

En otras palabras, los gastos de operación son aquellos destinados a mantener un activo en su condición existente o a modificarlo para que vuelva a estar en condiciones apropiadas de trabajo.

Estos pueden dividirse en gastos administrativos (los sueldos, los servicios de oficinas), financieros (intereses, emisión de cheques), gastos hundidos (realizados antes del comienzo de las operaciones inherentes a las actividades).

Los gastos de operación también son conocidos como gastos indirectos, ya que suponen aquellos gastos relacionados con el funcionamiento del negocio pero no son inversiones (como la compra de una máquina).

Recordemos que, en el sentido económico, una inversión es la colocación de capital que se realiza para conseguir una ganancia futura. La inversión implica la resignación de un beneficio inmediato por uno futuro, y para los gastos de operación, son los que se destinan al funcionamiento del negocio y no se concretan a la espera de un beneficio futuro, sino que su función es permitir la subsistencia de la actividad comercial (que, por supuesto, se pretende que sea rentable y otorgue ganancias).

Por ejemplo: la compra de cinco computadoras por parte de una empresa es una inversión. Sin embargo, el gasto cotidiano en cartuchos de impresión, hojas y electricidad forma parte de los gastos operativos.

2.16.3 Egresos

Se conoce como egreso a la suma de las inversiones y los gastos operativos. Cuando hablamos de egreso en sentido económico o contable, hacemos referencia a todo aquel dinero o capital que se extrae de la ganancia (o de la inversión inicial) para pagar servicios y diferentes costos. Los egresos de capital siempre disminuyen el total de la ganancia pero son al mismo tiempo los que permiten que se mantenga el negocio para el funcionamiento del mismo. Cuando los egresos son superiores a los ingresos en una balanza comercial, significa que el resultado de las cuentas será siempre negativo.

2.16.4 Flujo de Efectivo

En estado financiero el flujo de efectivo se denomina a la diferencia del ingreso menos el egreso, es decir la ganancia menos lo invertido, este resultado se usa para sustentar la toma de decisiones en cuanto a inversión, de acuerdo a sus indicadores de los mismos, tales como:

- Valor presente neto
- Tasa interna de retorno
- Valor presente de ingresos
- Relación VPN/VPI

La figura 2.3 muestra los valores que utiliza el flujo de efectivo para su obtención.

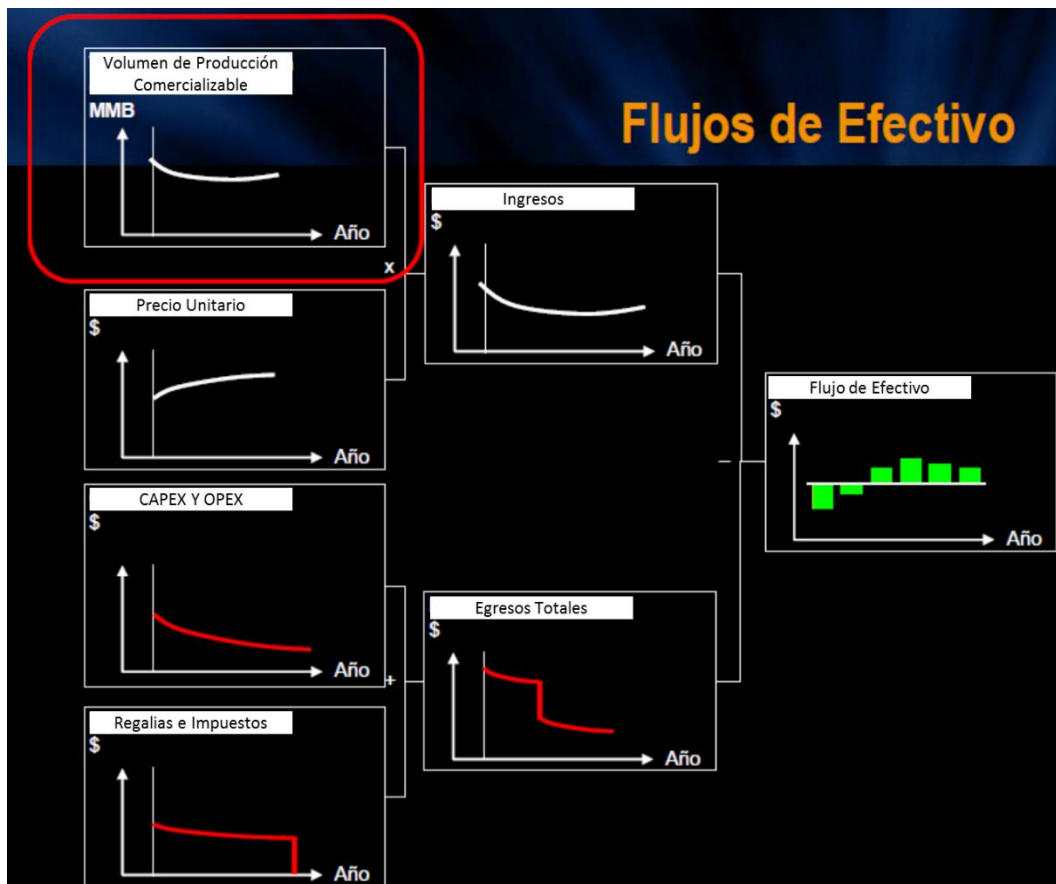


Figura 2.3 Flujo de Efectivo

2.16.5 Valor Presente Neto

Es una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos. En términos concretos, calcular el valor presente neto consiste en comparar los ingresos con los egresos en pesos en la misma fecha.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} \quad \text{Ec. 2.23}$$

Donde:

V_t = representa los flujos efectivos en el periodo t

n= es el número de periodos considerados

k= tasa de interés

El valor presente neto nos indica la utilidad o la pérdida que se obtendrá de un proyecto de inversión, en estos casos conviene conocer la siguiente regla.

- Si el VPN > 0 el proyecto es rentable (Se esperan ganancias)
- Si el VPN = 0 el proyecto no gana pero tampoco pierde. (Al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada)
- Si el VPN < 0 el proyecto no es rentable (Se esperan pérdidas)

2.16.6 Valor Presente de Inversión

Es la cifra monetaria de las inversiones, tomando todas las cifras y pasándolas al año actual. Este valor nos indicara cuanto es el costo total del proyecto si es que se pagara todo en el año de inicio.

Para calcular el VPI se usa la ecuación del VPN, solo que en esta parte se toman las inversiones solamente.

$$VPI = \sum_{t=1}^n \frac{I_0}{(1+k)^t} \quad \text{Ec. 2.24}$$

Donde:

I_0 = representa las inversiones en el periodo t

n= es el número de periodos a considerar

k= tasa de interés

2.16.7 Relación Costo-Beneficio VPN/VPI

La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se sacrifica en el proyecto.

Cuando se mencionan los ingresos netos, se hace referencia a los ingresos que efectivamente se recibirán en los años proyectados. Al mencionar los egresos presentes netos se toman aquellas partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos, horizonte del proyecto.

$$\text{Relación costo beneficio} = \text{VPN/VPI} \qquad \text{Ec. 2.25}$$

Esta expresión lo que nos indica en términos concretos, es que cuanto vamos a ganar por cada peso invertido

2.16.8 Tasa Interna de Retorno

Es una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos. En términos concretos, calcular el valor presente neto consiste en comparar los ingresos con los egresos en pesos en la misma fecha.

Podemos definir, entonces la TIR como la tasa de interés que hace el VPN = 0 o, también, la tasa de interés que iguala el valor presente del flujo neto efectivo con la inversión.

Una interpretación importante de la TIR es que aquella es la máxima tasa de interés a la que un inversionista estaría dispuesto a pedir prestado dinero para financiar la

totalidad del proyecto, pagando con los egresos, la totalidad del capital y sus intereses, sin perder un solo centavo.

Se calcula de la misma manera que el valor presente neto solo que el interés en esta parte varia para que el valor presente sea igual a cero.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad \text{Ec. 2.26}$$

Donde:

F_t = representa los flujos efectivos en el periodo t

TIR= es el valor que se debe de hallar para que el valor del vpn sea cero

n= es el número de periodos considerados

2.16.9 Análisis de Riesgo

El riesgo de un proyecto puede ser definido como la volatilidad o variabilidad de los flujos efectivos reales respecto a los flujos estimados, mientras mayor sea la viabilidad de estos flujos mayor será el riesgo a que se encontrará sometido el proyecto de inversión.

El análisis de riesgo tiene su fundamento e importancia en los últimos años debido a la incertidumbre e inestabilidad que se puede tener en una economía.

En el riesgo se pueden identificar dos componentes, el Riesgo General basado en el entorno económico y la política económica de un país y el Riesgo Específico asociado a las particularidades propias de cada negocio.

2.16.10 Después de Impuestos

En las definiciones anteriores los impuestos no estaban considerados, es decir, se consideraba que no eran aplicables en la definición. Sin embargo, si se consideran en una forma implícita, puesto que los valores fijados son mayores.

El análisis después de impuestos es realizado exactamente de la misma manera que los análisis antes de impuestos. La única diferencia es que los flujos efectivos son antes de impuestos y después de impuestos. Sin embargo, para analizar flujos efectivos después de impuestos es necesario primero saber cómo se determina.

Teniendo como dato ya el flujo efectivo, primero se debe multiplicar por su tasa de descuento o interés a cada año del flujo efectivo. Para después restar el flujo efectivo y el resultado, obteniendo nuestro flujo efectivo después de impuestos para su respectivo año.

$$FE \text{ desp. de imp.} = FE - (FE * int) \qquad \text{Ec. 2.27}$$

Habiendo entendido y aclarado cualquier índole que se haya presentado en este capítulo, podemos separar el proyecto de acuerdo a sus propiedades y parámetros:

- Propiedades Petrofísicas
- Volumetría
- Pronostico de Producción
- Instalaciones

Indicadores económicos:

- Inversión y Gastos de Operación

- Evaluación Económica

Los cuales ayudaran en su análisis para determinar su rentabilidad, de ser rentables continuar con el proyecto y si no es así, analizarlo nuevamente y buscar un resultado para que lo sea. Con ello eliminaremos variaciones que nos afecten retrasos, económicamente y en el peor de los casos la cancelación del proyecto.

Para la presentación de esta tesina se tomó la información de dos áreas de PEMEX. De la Gerencia de Análisis de Dictamen Técnico de Proyectos, los documentos que presenta la información del proyecto en sus diferentes fases de evaluación "VCD", tomando como comparación en estimado de costos y análisis en la etapa de Definición. Esta información es una conexión entre la parte operativa y la administrativa, que fue recabada por el personal que se encuentra en campo. El otro documento de PEMEX que se tomó, fue la Cartera de Inversión. Esta información es proyectada por la parte administrativa, siendo un documento donde se incorporan todos los proyectos registrados y no registrados, que ejercen recursos, que se entrega a SHCP, para informar en que se va a gastar el recurso solicitado.

2.17 Estimado de Costos

De acuerdo al Manual del Sistema Institucional de Desarrollo de proyectos de PEP, los soportes de estimación de costos solicitados en las diferentes fases FEL, deben ser descritos en los capítulos correspondientes a cada fase, y deben incluir todas las actividades y costos del ciclo de vida del proyecto.

El estimado de costo constituye uno de los elementos fundamentales para la toma de decisiones basadas en la rentabilidad de los proyectos de inversión

Fases FEL	Clase de Costo
FEL-I	Clase V
FEL-II	Clase IV
FEL-III	Clase III, o Clase II

Tabla 2.2. Clase de Costos por fase FEL

2.17.1 Exactitud del Estimado de Costos

Diversas organizaciones profesionales relacionadas con la estimación de costos y la administración de proyectos, han definido sus propias clasificaciones de estimados, tales como la AACE, el CII (Construction Industry Institute) y S&B Engineering entre otras, por lo que se tienen diferentes criterios, algunos de los cuales se muestran en la Tabla 2.3.

Association for advancement of cost Engineering AACE (18R-97)	Construction Industry Institute CII (CII – SD 6)	Aspen Technologies / S&B engineering
Clase 5 -50%/+100%	Orden de magnitud $\pm 30\%$ a 50%	Clase V Estimado orden de magnitud -30%/+50%
Clase 4 -30%/+50%	Estimado de estudio $\pm 25\%$ a 30%	Clase IV Estimado preliminar -20%/+35%
Clase 3 -20%/+30%	Estimado de control $\pm 10\%$ a 15%	Clase III Presupuesto estimado -15%/+25%
Clase 2 -15%/+20%	Estimado definitivo $\pm <10\%$	Clase II Estimado de control -10%/+15%
Clase 1 -10%/+15%		Clase I Estimado definitivo -5%/+10%

Tabla 2.3. Estimación de Costo por Diversas Organizaciones

Petróleos Mexicanos ha adoptado la clasificación de estimado de costo de S&B Engineering para la realización de la mayoría de sus estudios

En cuanto a tiempos el diseño de documentos, DSD FEL, se lleva a lo largo de todo el año colocando la mayor parte en los últimos años. Para los datos de cartera, se tiene una fecha límite para entregar a SHCP y a su vez al congreso para que acepten los recursos que se van a usar el siguiente año.

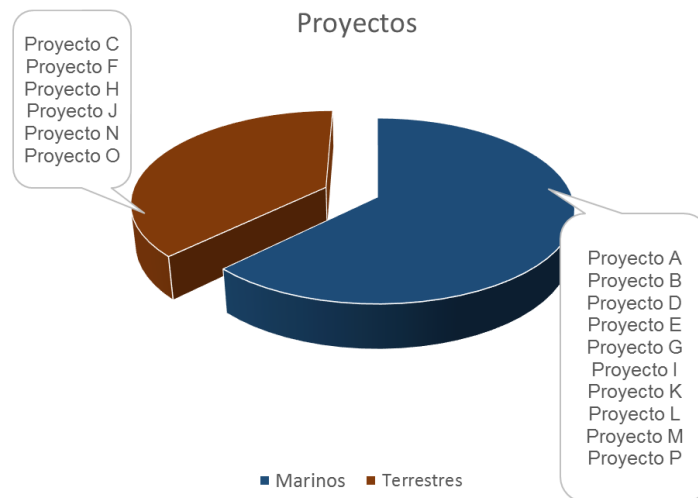
La información que se presentó en este capítulo, es una reseña de lo que se necesita saber para realizar la evaluación de un proyecto. Es decir, la teoría posible para sustentar su estudio y documentar los proyectos basados en la metodología FEL. Ver *Anexo*. Dicho esto, el análisis que se presenta en los próximos capítulos, es la comparación de los valores, de los parámetros establecidos que se encuentran en los documentos.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS

En este capítulo, se mencionan las propiedades geológicas y petrofísicas, así como una ligera descripción de cada uno de los proyectos, presentando además el área de oportunidad que tiene cada uno de ellos. Para después detallar en el capítulo IV, el análisis de una manera más específica.

Por cuestiones de políticas de privacidad y acceso a la información, se decidió cambiar los nombres de 16 proyectos en etapa de FEL Definición por letras del abecedario de la A-P, tomando como referencia para su ordenamiento, la reserva remanente de aceite 2P, en orden descendente. La Grafica 3.1 clasifica los 16 proyectos de acuerdo al tipo de ambiente. De estos 6 son terrestres y 10 marinos.



Grafica 3.1 División por Tipo de Proyecto

3.1 Proyecto A

En la figura 3.1 se presenta al proyecto A ubicado en aguas territoriales del Golfo de México o región sur, con sus propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO A	
Información General	
Tipo de Proyecto	Marino
Tipo de Fluido	aceite negro
Campos Productores	5
Propiedades de fluido	
Densidad (°API)	12 - 24.
Factor de Volumen (Bo)	1.15 - 1.3
Viscosidad (cp)	1 - 18.
Presión de saturación (kg/cm ²)	90 - 323
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	100 - 5000
Porosidad (%)	5 -20.
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Cretacico, Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Profundidad (m)	3000 - 4000
Espesor (m)	40 - 300
Saturación de Agua (%)	21 - 30.
Temperatura (°C)	112 - 132
Presión inicial (kg/cm ²)	201 - 620
Presión actual (kg/cm ²)	120 - 430
Gasto inicial (mbd)	1500 - 7000
Mecanismo de Empuje	Acuífero Activo
Volumen Original (mmbpce)	19615
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	41.8
Proceso de Recuperación Adicional	Mantenimiento de Presión (inyección de N ₂)

Reserva remanente de aceite		VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2012	3,790	18,550
FEL III (Definición)	4,322	16,515
Diferencia (FEL-Reservas)	-532	2,035
Relación (Reservas/FEL)	87.7%	112.3%

Reserva remanente de gas		
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2012	1,838	7,298
FEL III (Definición)	1,791	6,586
Diferencia (FEL-Reservas)	48	712
Relación (Reservas/FEL)	102.7%	110.8%

Figura 3.1. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto A

El proyecto produce de acuerdo a su de densidad aceites pesados, en formación productora Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano y Jurásico Superior Oxfordiano. Con profundidad productora de 1400 metros. El yacimiento cuenta con acuífero activo y con un sistema de mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno.

El proyecto presenta en el esquema de explotación el cierre de pozos, debido a la producción temprana de agua. Esto por no contar con la infraestructura necesaria para el manejo de fluidos.

3.2 Proyecto B

En la figura 3.2 se presenta un proyecto marino, productor de crudo pesado, así como sus propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas además una tabla de reservas del mismo proyecto.

PROYECTO B		
Información General		
Tipo de Proyecto	Marino	
Tipo de Fluido	Aceite pesado	
Campos Productores	8	
Propiedades de fluido		
Densidad (*API)	12 - 31.	
Factor de Volumen (Bo)	1.23	
Viscosidad (cp)	2.27 - 30	
Presión de saturación (kg/cm ²)	145-160	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	matriz 3-500, fractura 2000-5000	
Porosidad (%)	matriz 8, fractura 35	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico y Brechas	
Profundidad (m)	3300	
Espesor (m)	170	
Saturación de Agua (%)	22	
Temperatura (°C)	86-102	
Presión inicial (kg/cm ²)	274	
Presión actual (kg/cm ²)	270	
Gasto inicial (mbd)	427	
Mecanismo de Empuje	Empuje Hidráulico	
Volumen Original (mmb)	35,795	
Volumen Original (mmpc)	17,291	
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	46.7	
Proceso de Recuperación Adicional	Mantenimiento de Presion con Nitrogeno N2, Reinyeccion de Gas Amargo y SAP, Bombeo Neumatico y Bombeo Electrocentrifugo	

	Reserva remanente de aceite	
	2P	VOI
	mmb	mmb
Reservas 2013	3,442	37,884
FEL III (Definición)	3,036	35,424
Diferencia FEL-Cartera	-406	-2,460
Relación Cartera/FEL	113.4%	106.9%

	Reserva remanente de gas	
	2P	mmmpc
	mmmpc	mmmpc
Reservas 2013	1,790	17,739
FEL III (Definición)	1,692	17,229
Diferencia FEL-Cartera	-98	-510
Relación Cartera/FEL	105.8%	103.0%

Figura 3.2. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto B

El proyecto produce aceite de pesado, un yacimiento de carbonatos, debido a que las propiedades de la roca muestran matriz y fractura. En la parte de propiedades del yacimiento, la formación productora se encuentra en la edad geológica del JSK, Cretácico y Brechas. Su factor de recuperación ya con reinyección de gas, represionamiento con nitrógeno tiene un 46.7%.

La problemática que presenta el proyecto es el incremento en la producción de gas, proveniente de la zona del casquete de gas, ocasionando que se despresurice el

campo de manera más rápida, una solución a este problema es realizar profundizaciones en los intervalos productores, con el fin, de alejarse de la zona del casquete de gas.

3.3 Proyecto C

En la figura 3.3 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO C		
Información General		
Tipo de Proyecto	Terrestre	
Tipo de Fluido	Crudo negro, mediano-ligero de bajo encogimiento y gas asociado	
Campos Productores	6	
Propiedades de fluido		
Densidad ($^{\circ}$ API)	29 - 31.	
Factor de Volumen (Bo)	1.65	
Viscosidad (cp)	2.5	
Presión de saturación (kg/cm 2)	318	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	10-250	
Porosidad (%)	4 - 6.	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Calizas y Dolomías fracturadas del Cretácico y Jurásico	
Profundidad (m)	600 - 2200	
Espesor (m)	600 - 800	
Temperatura ($^{\circ}$ C)	125	
Presión inicial (kg/cm 2)	533	
Presión actual (kg/cm 2)	140	
Gasto inicial (mbd)	693	
Mecanismo de Empuje	Expansión de Gas	
Volumen Original (mmbpce)	9500	
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	34	
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Nitrógeno, Gas Amargo y Vapor.	

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2012	1,101	9,100
FEL III (Definición)	1,000	8,792
Diferencia (FEL-Reservas)	-101	-308
Relación (Reservas/FEL)	110.1%	103.5%
	Reserva remanente de gas	
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2012	2,391	10,693
FEL III (Definición)	2,290	9,643
Diferencia (FEL-Reservas)	-101	-1,050
Relación (Reservas/FEL)	104.4%	110.9%

Figura 3.3. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto C

El siguiente proyecto es de aceite pesado aproximándose a ligero, aunque la mayor parte es ligero por su densidad. Teniendo como formación productora en la era geológica del Cretácico y Jurásico, con espesores de 600 a 800 metros. Como la presión actual es menor que la de saturación el gas se ha liberado por lo que se pretende una recuperación adicional de inyección de nitrógeno, gas y vapor.

El proyecto se ubica en zonas ecológicas y otros más en zona de tiraderos de basura, por lo que origina retrasos en trámites y elaboración de estudios para obtener dichos permisos de trabajo, afectando planes y ritmo de perforación de pozos y construcción de infraestructura.

3.4 Proyecto D

En la figura 3.4 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO D		
Información General		
Tipo de Proyecto	Marino	
Tipo de Fluido	Aceite Volátil y Gas Asociado	
Campos Productores	3	
Propiedades de fluido		
Densidad ($^{\circ}$ API)	38-43	
Factor de Volumen (Bo)	1.7	
Viscosidad (cp)	1.3-3.7	
Presión de saturación (kg/cm 2)	340-417	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	Fractura	200-460
	matriz	5-20.
Porosidad (%)	Fractura	2-3.
	matriz	10-30.
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Jurásico y Cretácico	
Profundidad (m)	5500-6300	
Espesor (m)	563	
Saturación de Agua (%)	30	
Temperatura ($^{\circ}$ C)	14-31	
Presión inicial (kg/cm 2)	812-847	
Presión actual (kg/cm 2)	248-700	
Gasto inicial (mbd)	737	
Mecanismo de Empuje	Acuífero Activo	
Volumen Original (mmbpce)	3189	
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	32.0	
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Gas	

Reserva remanente de aceite		
	mmb	VOI
2P		
RESERVAS 2013	973	1,083
FEL III (Definición)	974	1,093
Diferencia FEL-Cartera	1	10
Relación Cartera/FEL	99.9%	99.1%
Reserva remanente de gas		
	mmmpc	mmmpc
2P		
RESERVAS 2013	2,659	4,707
FEL III (Definición)	2,659	4,708
Diferencia FEL-Cartera	0	1
Relación Cartera/FEL	100.0%	100.0%

Figura 3.4. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto D

Un proyecto de aceite ligero a superligero, pareciendo ser un yacimiento de carbonatos por tener matriz y fractura. La formación productora de este proyecto se encuentra en las eras Jurásico y Cretácico, con profundidades que rondan los 6000 metros. El yacimiento cuenta con acuífero activo lo cual aún no se planea tener una recuperación adicional.

La mayor parte de estos campos son de gas y condensado, por lo que presentan un gran reto tecnológico para el incremento del factor de recuperación de aceite, debido a que en la explotación de los mismos se puede llegar a alcanzar la presión de rocío, lo que implica que el condensado se quede en el yacimiento, reduciendo su factor de recuperación de aceite.

3.5 Proyecto E

En la figura 3.5 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO E	
Información General	
Tipo de Proyecto	Marino
Tipo de Fluido	Aceite extrapesado y gas
Campos Productores	2
Propiedades de fluido	
Densidad ($^{\circ}$ API)	9 - 12.
Factor de Volumen (Bo)	1.099 - 1.155
Viscosidad (cp)	42 - 50
Presión de saturación (kg/cm 2)	55
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	5000 - 15000
Porosidad (%)	08 - 12.
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Brecha del Terciario del Paleoceno y Kimmeridgiano del Meoceno
Profundidad (m)	3800-4200 m
Espesor (m)	169-183 m
Saturación de Agua (%)	8 - 13.
Temperatura ($^{\circ}$ C)	110 - 122
Presión inicial (kg/cm 2)	229
Presión actual (kg/cm 2)	225.99
Gasto inicial (mbd)	5000
Mecanismo de Empuje	Acuífero de Fondo
Volumen Original (mmbpce)	4,700
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	16.2
Proceso de Recuperación Adicional	inyección de Gas

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2013	684	4,231
FEL III (Definición)	684	4,600
Diferencia (FEL-Reservas)	0	-369
Relación (Reservas/FEL)	100.0%	92.0%

	Reserva remanente de gas	
2P	m mmpc	m mmpc
RESERVAS 2013	72	449
FEL III (Definición)	72	450
Diferencia (FEL-Reservas)	0	-1
Relación (Reservas/FEL)	99.7%	99.8%

Figura 3.5. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto E

Aceite extra pesado con profundidades de 3800 y 4200 metros y formaciones productoras de brecha tithoniana, kimmeridgiano superior y medio, su mecanismo de empuje es de tipo acuífero activo

La problemática que presenta este proyecto es de dos tipos la de mantenimiento y la humana. La de mantenimiento por ser un proyecto con inestabilidad en su mezcla aceite-gas amargo la cual repercute en alta corrosión en las tuberías e instalaciones para su almacén y transporte. Y en la humana, el yacimiento cuenta con altas concentraciones de gases contaminantes como: H₂S y CO₂, tóxicos para el ser humano.

3.6 Proyecto F

En la figura 3.6 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO F		
Información General		
Tipo de Proyecto	Terrestre	
Tipo de Fluido	Gas Amargo, Gas Humedo y Gas y Condensado	
Campos Productores	>6	
Propiedades de fluido		
Densidad (Kg/m ³)	77	
Factor de Gas (Bg)	3 - 30	
Viscosidad (cp)	0.0143 - 0.59	
Presión de saturación (kg/cm ²)	668	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	0.05 - 5	
Porosidad (%)	3 - 30	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Mezosoico Superior y del Terciario	
Profundidad (m)	200 - 5000	
Espesor (m)	1 - 220	
Saturación de Agua (%)	5 - 60	
Temperatura (°C)	49 - 182	
Presión inicial (kg/cm ²)	800	
Presión actual (kg/cm ²)	84.39	
Gasto inicial (mmpcd)	0.1 - 22	
Mecanismo de Empuje	Expansión Volumetrica de Roca - Fluido	
Volumen Original mmmpc	19,768	
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	65	
Proceso de Recuperación Adicional	Sistemas Artificiales de Producción	

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2011	557	154
FEL III (Definición)	590	139
Diferencia (Reservas - FEL)	32	-15
Relación (Reservas/FEL)	94.5%	111.1%
	Reserva remanente de gas	
2P	m mmpc	m mmpc
RESERVAS 2011	2,637	18,623
FEL III (Definición)	15,268	19,768
Diferencia (Reservas - FEL)	12,631	1,145
Relación (Reservas/FEL)	17.3%	94.2%

Figura 3.6. Propiedades del yacimiento geológicas y petrofísicas del Proyecto F

Este proyecto no muestra densidad en grados °API, además de que el gasto inicial es gas. En los datos de reserva muestra volumen de aceite. Infiriendo esto, se puede mencionar que, es un yacimiento de gas y condensado.

Los riesgos que conlleva este proyecto son de impacto técnico, económico, social y ambiental. La parte técnica se traduce a, pérdidas cuantiosas que se suscitan al no obtener producción de hidrocarburos al perforar o reparar pozos. La parte ambiental se produce debido a que el área del proyecto está enclavada en zonas marinas altamente sensibles, lo cual puede afectar los planes de perforación de pozos y construcción de infraestructura y en la parte social y ambiental se prevé realizarlo de acuerdo a las normas de seguridad y de protección al ambiente.

3.7 Proyecto G

En la figura 3.7 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO G		
Información General		
Tipo de Proyecto	Marino	
Tipo de Fluido	aceite ligero y gas	
Campos Productores	12	
Propiedades de fluido		
Densidad (°API)	31-47	
Factor de Volumen (Bo)	1.5	
Viscosidad (cp)	2.27-2.78	
Presión de saturación (kg/cm ²)	297	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	45	
Porosidad (%)	6	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Jurásico Superior Kimmeridgiano	
Profundidad (m)	5000-7000	
Espesor (m)	180	
Saturación de Agua (%)	21	
Temperatura (°C)	140-180	
Presión inicial (kg/cm ²)	738	
Presión actual (kg/cm ²)	529	
Gasto inicial (mbd)	4.153	
Mecanismo de Empuje	Expansión de Fluido, Expansión de Volumen Poroso y Entrada de Agua	
Volumen Original (mmbpce)	40393	
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	20.0	
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Agua y Gas Natural	

HORIZONTE 2013-2027	2013	
	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2013	452	2,504
FEL III (Definición)	557	2,305
FEL-Cartera	-105	-199
Desviación Cartera/FEL	81.1%	108.6%
	Reserva remanente de gas	
2P	m m m pc	m m m pc
RESERVAS 2013	1,223	16,730
FEL III (Definición)	2,689	17,229
FEL-Cartera	-1,466	499
Desviación Cartera/FEL	45.5%	97.1%

Figura 3.7. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto G

Este es un proyecto de aceite ligero a superligero, con formación productora en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, a una profundidad que ronda los 6000 metros. Aparte de sus mecanismos de empuje cuenta con una recuperación adicional que lleva la inyección de gas natural y agua, pudiendo ser para represionar el yacimiento o para mover fluidos entrampados en la roca por su movilidad al cambiar su mojabilidad.

Actualmente la presión de sus principales campos, está por alcanzar la presión de rocío y de saturación y para dar un mayor soporte al plan del proyecto. Se tienen que incorporar procesos de recuperación secundaria para mejorar el comportamiento de producción e incrementar el factor de recuperación, que actualmente se tiene.

3.8 Proyecto H

En la figura 3.8 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO H		
Información General		
Tipo de Proyecto	terrestre	
Tipo de Fluido	aceite Ligero-Volátil, Gas y Condensado	
Campos Productores	4	
Propiedades de fluido		
Densidad (*API)	38-45	
Factor de Volumen (Bo)	1.8	
Viscosidad (cp)	2.3-2.5	
Presión de saturación (kg/cm ²)	372	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	2-70.	
Porosidad (%)	3-6.	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Jurásico Tithoniano y Kimmeridgiano	
Profundidad (m)	4000-6500	
Espesor (m)	787	
Saturación de Agua (%)	10-45.	
Temperatura (°C)	152.7	
Presión inicial (kg/cm ²)	631	
Presión actual (kg/cm ²)	286	
Gasto inicial (bd)	246	
Mecanismo de Empuje	Expansión de Gas	
Volumen Original (mmb)	4124	
Volumen Original (mmpc)	6,979.0	
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	47	
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Gas y Nitrógeno	

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2013	498	4,124
FEL. III (Definición)	460	4,124
FEL-Cartera	-38	0
Desviación Cartera/FEL	108.2%	100.0%
	Reserva remanente de gas	
2P	mmpc	mmpc
RESERVAS 2013	1,097	6,979
FEL. III (Definición)	1,050	6,979
FEL-Cartera	-47	0
Desviación Cartera/FEL	104.5%	100.0%

Figura 3.8. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto H

El proyecto produce aceite de ligero a superligero de formación productora en el Jurásico Tithoniano y Kimmeridgiano a 5000 aproximadamente, cuenta con expansión de gas como mecanismo de empuje y represionamiento con inyección de gas.

Este proyecto tiene como problemática general ser un yacimiento de etapa avanzada de explotación con presiones por debajo de la presión de saturación. Por lo que es necesario la implantación de mecanismos de recuperación adicional así como la de realizar nuevas perforaciones y reparaciones mayores, para mantener la producción.

3.9 Proyecto I

En la figura 3.9 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO I	
Información General	
Tipo de Proyecto	Marino
Tipo de Fluido	aceite
Campos Productores	3
Propiedades de fluido	
Densidad (*API)	12 - 27.
Factor de Volumen (Bo)	1.07 - 1.21
Viscosidad (cp)	2.04 - 2.51
Presión de saturación (kg/cm ²)	72 - 115
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	620 - 767
Porosidad (%)	0.23
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Jurásico Superior Oxfordiano y Brecha del Cretácico Superior
Profundidad (m)	4360 - 4540
Espesor (m)	85 - 98
Saturación de Agua (%)	17
Temperatura (°C)	108 - 120
Presión inicial (kg/cm ²)	400 - 581
Presión actual (kg/cm ²)	327 - 229
Gasto inicial (mbd)	3.9
Mecanismo de Empuje	Acuífero de Fondo
Volumen Original (mmbpce)	2150
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	25.6
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Agua

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2012	427	2,089
FEL III (Definición)	386	2,089
Diferencia (FEL-Cartera)	-41	0
Relación (Cartera/FEL)	110.7%	100.0%

	Reserva remanente de gas	
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2012	134	395
FEL III (Definición)	127	395
Diferencia (FEL-Cartera)	-7	0
Relación (Cartera/FEL)	105.6%	100.0%

Figura 3.9. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto I

El proyecto es de aceite pesado, en era geológica del Jurásico Superior Oxfordiano y Brecha del Cretácico Superior, a su profundidad media de producción de 4400 metros. Presenta mecanismo de empuje de acuífero, para el represionamiento del yacimiento se considera inyección de agua.

La disminución de presión del proyecto en la formación del Jurásico Superior Oxfordiano ha ocasionado, un descenso importante en el nivel de aceite de los pozos de esta formación, provocando que las bombas se instalen en profundidades mayores, implantación de inyección de agua. Esto aunado a que se está produciendo arenas en algunos pozos, obligando a cambiar las bombas por unas de flujo mixto y equipos resistentes a abrasión y control de sólidos.

3.10 Proyecto J

En la figura 3.10 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO J		Reserva remanente de	
Información General		aceite	VOI
Tipo de Proyecto	terrestre	2P	m m b
Tipo de Fluido	Aceite Volátil, Gas y Condensado	Reservas 2012	2,696
Campos Productores	12	FEL (Definición)	2,541
Propiedades de fluido		Diferencia FEL-Cartera	-155
Densidad (*API)	38 - 51	Relación Cartera/FEL	83.2%
Factor de Volumen (Bo)	1.9	Reserva remanente de	
Viscosidad (cp)	2.3-2.8	gas	
Presión de saturación (kg/cm ²)	335 - 412	2P	m m m p c
Propiedades roca		Reservas 2012	8,044
Permeabilidad (mD)	1-800	FEL (Definición)	7,588
Porosidad (%)	2-6	Diferencia FEL-Cartera	-456
Propiedades de yacimiento		Relación Cartera/FEL	87.3%
Formación productora	Mesozoico		
Profundidad (m)	5000-7000		
Espesor (m)	1000		
Saturación de Agua (%)	40		
Temperatura (°C)	140-180		
Presión inicial (kg/cm ²)	800-850		
Presión actual (kg/cm ²)	355-780		
Gasto inicial (mbd)	30-38		
Mecanismo de Empuje	Acuífero Activo y Expansión de Gas		
Volumen Original (mmb)	2696		
Volumen Original (mmpc)	8044		
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	33-39		
Proceso de Recuperación Adicional	Represionamiento con Inyección de Gas		

Figura 3.10. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto J

El proyecto es de aceite ligero y superligero, en la que la su formación se encuentra en la era Mesozoica, en formación productora de 6000 metros aproximadamente. El yacimiento cuenta con acuífero activo, como su presión de saturación es mucho más baja que la presión actual podemos decir que es un yacimiento bajosaturado, por lo que el yacimiento aun fluye de manera natural.

Un proyecto de etapa madura, lo cual por sus éxitos en peroración y desarrollo temprano de reservas incorporadas. Es necesario un ajuste en el aspecto económico, para seguir con el proyecto en ejecución.

3.11 Proyecto K

En la figura 3.11 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO K		
Información General		
Tipo de Proyecto	Marino	
Tipo de Fluido	aceite	
Campos Productores	2	
Propiedades de fluido		
Densidad ($^{\circ}$ API)	26 - 32	
Factor de Volumen (Bo)	1.4 - 1.5	
Viscosidad (cp)	0.7 - 4.2	
Presión de saturación (kg/cm 2)	120 - 180	
Propiedades roca		
Permeabilidad (mD)	2 - 150	
Porosidad (%)	4 - 20.	
Propiedades de yacimiento		
Formación productora	Cretácico, Terciario y Jurásico	
Profundidad (m)	3800 - 5600	
Espesor (m)	100 - 200	
Saturación de Agua (%)	12 - 35.	
Temperatura ($^{\circ}$ C)	110 -160	
Presión inicial (kg/cm 2)	500 - 1120	
Presión actual (kg/cm 2)	500 - 1100	
Gasto inicial (mbd)	1 - 10.	
Mecanismo de Empuje	Acuífero Activo, Expansion de Gas	
Volumen Original (mmbpce)	1,354	
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	19.9	
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Gas	

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2012	295	1,251
FEL III (Definición)	295	1,292
Diferencia (FEL-Reserva)	0	41
Relación (Reserva/FEL)	99.9%	96.9%
	Reserva remanente de gas	
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2012	208	966
FEL III (Definición)	208	858
Diferencia (FEL-Reserva)	0	-108
Relación (Reserva/FEL)	100.2%	112.6%

Figura 3.11. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto K

El proyecto es de aceite ligero, de edad Cretácico, Terciario y Jurásico. Su profundidad va desde los 3800 hasta los 5800, dependiendo en qué edad se encuentre el yacimiento. Su mecanismo de empuje es de acuífero activo y como el proceso solo es en etapa primaria, por lo que se pretende obtener un factor de recuperación del 19.9%.

La problemática es parecido que al del Proyecto J. Pues repercute en la insuficiencia de recursos de inversión para extraer las reservas remanentes, ya que, se incrementaron debido al comportamiento de los campos, aumentando su reserva a 1,354 mmbpce.

3.12 Proyecto L

En la figura 3.12 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO L	
Información General	
Tipo de Proyecto	Marino
Tipo de Fluido	Aceite
Campos Productores	4
Propiedades de fluido	
Densidad (°API)	23 - 28
Factor de Volumen (Bo)	1.14 - 1.18
Viscosidad (cp)	1.111 - 2.960
Presión de saturación (kg/cm ²)	112 - 144
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	106 - 165
Porosidad (%)	6.6 - 9
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Cretácico y Jurásico
Profundidad (m)	4900 - 5950
Espesor (m)	16 - 148.5
Saturación de Agua (%)	19-27
Temperatura (°C)	136 - 166
Presión inicial (kg/cm ²)	965 - 1000
Presión actual (kg/cm ²)	965 - 1000
Gasto inicial (mbd)	7500 - 8000
Mecanismo de Empuje	Flujo Natural y Levantamiento Artificial
Volumen Original (mmbpce)	1,115
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	23.0
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Gas

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2011	181	813
FEL III (Definición)	172	795
Diferencia (Reservas - FEL)	-9	-18
Relación (Reservas/FEL)	105.2%	102.3%

	Reserva remanente de gas	
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2011	46	215
FEL III (Definición)	46	210
Diferencia (Reservas - FEL)	0	-5
Relación (Reservas/FEL)	99.1%	102.3%

Figura 3.12. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto L

Proyecto de aceite pesado en edad geológica Cretácico y Jurásico, de profundidades no mayores a los 6000 metros. Su presión de saturación se encuentra entre los 112 y 144 Kg/cm² y la presión del yacimiento esta entre los 965 y 1000 Kg/cm² por lo que solamente se tiene para su transporte del yacimiento a la superficie el flujo natural. Para tener esta producción y estas presiones el factor de recuperación es muy bajo, del 23%.

En las diferentes etapas del proyecto, consideran diferentes eventos como fugas, o derrames accidentales de crudo, por lo que se tomó un área de 10 Km. de influencia alrededor de cada obra, por si estos eventos sucedían.

3.13 Proyecto M

En la figura 3.13 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO M	
Información General	
Tipo de Proyecto	marino
Tipo de Fluido	aceite y gas
Campos Productores	2
Propiedades de fluido	
Densidad (*API)	32-33
Factor de Volumen (Bo)	1.4
Viscosidad (cp)	1.03
Presión de saturación (kg/cm ²)	283-318
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD) matriz	0.1-5
Permeabilidad (mD) fractura	200-1000
Porosidad (%) matriz	6-14.
Porosidad (%) fractura	2-6.
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Jurásico Superior Kimmeridgiano y Brecha del Paleoceno
Profundidad (m)	4100
Espesor (m)	75-408
Saturación de Agua (%)	10-30.
Temperatura (°C)	124-137
Presión inicial (kg/cm ²)	511-558
Presión actual (kg/cm ²)	265-325
Gasto inicial (mbd)	9.5
Mecanismo de Empuje	Expansión Roca Fluido y Gas en Solución
Volumen Original (mmbpce)	3290
Factor de Recuperación Esperada (FR) (%)	56.3
Proceso de Recuperación Adicional	Represionamiento con Inyección de Gas

Reserva remanente de aceite		
	mmb	VOI
2P		
RESERVAS 2012	209	1,156
FEL III (Definición)	159	1,156
Diferencia FEL-Cartera	-50	0
Relación Cartera/FEL	131.4%	100.0%
Reserva remanente de gas		
	mmmpc	mmmpc
2P		
RESERVAS 2012	320	1,850
FEL III (Definición)	271	1,850
Diferencia FEL-Cartera	-49	0
Relación Cartera/FEL	118.0%	100.0%

Figura 3.13. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto M

El proyecto presenta un aceite ligero con doble porosidad y doble permeabilidad una en su matriz y otra en su fractura. De edad jurásico superior kimmeridgiano y brecha del Paleoceno. Su mecanismo de empuje son expansión roca fluido y expansión de gas en solución, se tiene un proceso de inyección de gas como recuperación adicional para obtener un factor de recuperación del 56%.

El proyecto actualmente sufre un avance natural del contacto agua-aceite, reducción en su presión de yacimiento, cuenta con daño en formación y presencia de asfáltenos. Lo cual repercute en sus pronósticos de producción ocasionando que no alcancen sus metas volumétricas y financieras

3.14 Proyecto N

En la figura 3.14 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO N	
Información General	
Tipo de Proyecto	Terrestre
Tipo de Fluido	Gas y Condensado
Campos Productores	2
Propiedades de fluido	
Densidad (°API)	43 - 47
Factor de Volumen (Bo)	1.53
Viscosidad (cp)	0.23
Presión de saturación (kg/cm ²)	395
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	1 - 40
Porosidad (%)	2 - 7.
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Cretácico medio (Dolomía naturalmente fracturada).
Profundidad (m)	5,600 a 5,900 m.
Espesor (m)	138
Saturación de Agua (%)	10 - 22
Temperatura (°C)	171 - 180
Presión inicial (kg/cm ²)	620 - 666
Presión actual (kg/cm ²)	430
Gasto inicial (mbd)	22.4
Mecanismo de Empuje	Expansión Roca-Fluido y Empuje Hidráulico
Volumen Original (mmbpce)	362
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	45.2
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Agua, Bombeo Neumático

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2013	124	120
FEL III (Definición)	50	110
Diferencia (Reservas - FEL)	-74	-10
Relación (Reservas/FEL)	249.5%	109.3%
	Reserva remanente de gas	
2P	mmpc	mmpc
RESERVAS 2013	411	899
FEL III (Definición)	587	845
Diferencia (Reservas - FEL)	176	-54
Relación (Reservas/FEL)	70.0%	106.4%

Figura 3.14. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto N

El proyecto cuenta con aceite superligero. Su era geológica se encuentra situada en el Cretácico Medio con profundidad de 5600 a 5900 metros y espesor de 100 metros aproximadamente. Cuenta con empuje por expansión de roca fluido y acuífero activo. Este proyecto ya considera recuperación mejorada, para aumentar prácticamente al doble su Factor de recuperación.

La principal problemática de este proyecto, es que es un yacimiento de alta temperatura, alta presión inicial, yacimiento de gas y condensado próximo a la presión de rocío, yacimiento con acuífero activo, algunos de los campos se encuentran en

zonas ambientales protegidas, bloqueos de la comunidad en las instalaciones de producción, por lo que estos factores tienen un impacto en el comportamiento de la producción de los campos y por ende el cumplimiento de la cuotas de producción.

3.15 Proyecto O

En la figura 3.15 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas.

PROYECTO O	
Información General	
Tipo de Proyecto	Terrestre
Tipo de Fluido	Aceite, Gas y Condensado
Campos Productores	8
Propiedades de fluido	
Densidad (° API)	38
Factor de Volumen (Bo)	1.9
Viscosidad (cp)	0.13-0.33
Presión de saturación (kg/cm ²)	362
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	2 - 25, 200
Porosidad (%)	3 - 7.
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Cretácico Medio y Superior
Profundidad (m)	Debajo de 5000
Espesor (m)	776 m
Saturación de Agua (%)	12 - 35.
Temperatura (°C)	119
Presión inicial (kg/cm ²)	534.8
Presión actual (kg/cm ²)	524
Gasto inicial (mbd)	.8-1.8
Mecanismo de Empuje	Liberación de Gas Disuelto, Presencia de Acuífero Activo y Segregación Gravitacional
Volumen Original (mmbpce)	2,604
Factor de Recuperación Esperado (FR) (%)	35.0
Proceso de Recuperación Adicional	Inyección de Gas de Formación y CO ₂

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	m m b	m m b
RESERVAS 2012	28	2,228
FEL III (Definición)	27	1,812
Diferencia (FEL-Reservas)	-1	-416
Relación (Reservas/FEL)	103.3%	123.0%
	Reserva remanente de gas	
2P	m m m p c	m m m p c
RESERVAS 2012	262	3,911
FEL III (Definición)	133	3,362
Diferencia (FEL-Reservas)	-129	-549
Relación (Reservas/FEL)	196.9%	116.3%

Figura 3.15. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto O

Un proyecto de aceite ligero, con formación productora en el Cretácico medio y superior, por debajo de los 5000 metros. Tiene un mecanismo de empuje de gas disuelto, acuífero activo y segregación gravitacional, para represionar y levantamiento, se usa inyección de gas y CO₂.

La principal problemática de este proyecto es la producción de agua, el cierre de pozos por alta RGA, la depositación de asfáltenos en la vecindad de los disparos de algunos pozos, la disminución de los incrementales obtenidos en reparaciones y la irrupción de gas en algunos pozos del campo.

3.16 Proyecto P

En la figura 3.16 se presentan las propiedades del yacimiento tanto geológicas como petrofísicas, este proyecto fue el último, por ser un proyecto de gas, el crudo que se obtiene de este proyecto es condensado.

PROYECTO P	
Información General	
Tipo de Proyecto	marino
Tipo de Fluido	gas humedo
Campos Productores	lakach
Propiedades de fluido	
Presión de saturación (kg/cm ²)	368
Propiedades roca	
Permeabilidad (mD)	25-37.5
Porosidad (%)	18-20
Propiedades de yacimiento	
Formación productora	Terciario de Edad Mioceno Inferior
Profundidad (m)	3325
Espesor (m)	42-60
Saturación de Agua (%)	31-38
Temperatura (°C)	65
Presión inicial (kg/cm ²)	368 - 378
Presión actual (kg/cm ²)	335 - 365
Gasto inicial (MMpcd)	67
Mecanismo de Empuje	Expansión de Gas
Volumen Original (mmmpc)	1128
Factor de Recuperación Esperada(FR) (%)	75.0

	Reserva remanente de aceite	VOI
2P	mmb	mmb
RESERVAS 2013		
FEL III (Definición)		
Diferencia FEL-Cartera	0	0
Relación Cartera/FEL		
	Reserva remanente de gas	
2P	mmmpc	mmmpc
RESERVAS 2013	451	753
FEL III (Definición)	866	1,128
Diferencia FEL-Cartera	415	375
Relación Cartera/FEL	52.1%	66.8%

Figura 3.16. Propiedades del Yacimiento Geológicas y Petrofísicas del Proyecto P

Al igual que el proyecto anterior este es uno de gas, localizado en la era del Terciario de Edad Mioceno Inferior, a una profundidad de perforación de 3325 metros. Este proyecto pretende contribuir en un 5% a la producción diaria nacional, el cual sería de aproximadamente 400 mmpcd de los 7,583 mmpcd que se producen.

Una problemática de este proyecto, es que no se cuenta con toda la documentación geológica y petrofísica, aparte de que, se cuenta con hidratos de metano, lo cual conlleva un detallado análisis tanto de evaluación como técnico, para su buena explotación máxima producción y disminución de riesgos.

Otra problemática que se presenta es el hecho de ser un proyecto de gas y de origen marino. Por lo que es viable sea analizado de mejor manera, el lugar a donde va a ser enviado el gas, para su buena rentabilidad.

Nota: Este proyecto se considera viable para incrementar la oferta de gas natural.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE LOS PROYECTOS

El siguiente capítulo muestra los datos que se ingresaron a las matrices, con los que se llevaron a cabo las evaluaciones y sus respectivas gráficas. Las cuales nos ayudaron para el análisis, de cada proyecto

En este capítulo se manejó, como método de análisis un indicador que muestra que tan alejados estamos del valor documentado en forma porcentual, definiéndose de la siguiente forma:

$$Diferencia\ Relativa = \frac{FEL - Cartera}{FEL} \% \quad Ec. 4.1$$

Para este análisis se tomó como valores óptimos los porcentajes que se encuentren en el rango del $\pm 10\%$ del valor

Los datos mostrados en las figuras siguientes (Figura 4.1 – Figura 4.16), corresponden a los datos que se recabaron de los documentos y cartera respectiva a su horizonte. Los datos mostrados en las matrices incluyen Producciones de Crudo y Gas, tanto en días como en acumulado, Perforaciones de Pozos, Reparaciones Mayores, Reparaciones Menores, Inversión Total, está dividida en Inversión Estratégica e Inversión Operacional y Gastos de Operación.

Se incluyen las gráficas más representativas del proyecto, como son:

- Producción de Hidrocarburos
- Inversión Total
 - o Inversión Estratégica
 - o Inversión Operacional

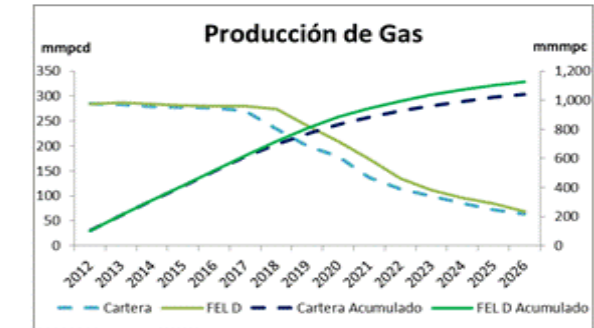
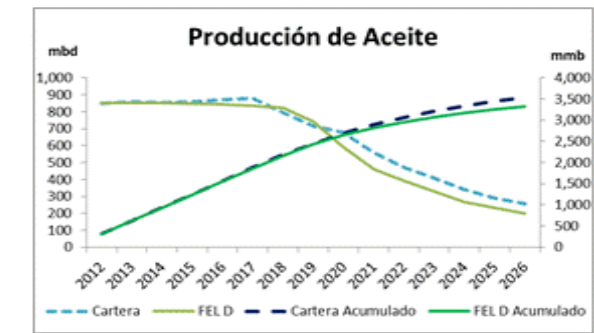
- Gasto Operacional
- Perforación de Pozos

Además de estos datos se anexan los indicadores económicos antes de impuestos, para el caso de estos proyectos no se colocaron los valores después de impuestos, pues el termino después de impuestos hace referencia a las utilidades que se espera recibir, después de pagar por la realización del proyecto. Los proyectos se analizaron de manera comparativa entre FEL y su cartera del mismo ciclo para ver sus desviaciones internas entre diferentes áreas correspondientes, por lo que los valores después de impuestos son redundantes y no se tomaron en cuenta

Se presentan los 16 Proyectos, con sus respectivos datos obtenidos en este proyecto.

- Proyecto A
- Proyecto B
- Proyecto C
- Proyecto D
- Proyecto E
- Proyecto F
- Proyecto G
- Proyecto H
- Proyecto I
- Proyecto J
- Proyecto K
- Proyecto L
- Proyecto M
- Proyecto N
- Proyecto O
- Proyecto P

HORIZONTE 2013-2027		Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de crudo		mmb															
Cartera		851	857	858	881	873	879	797	716	675	580	472	409	339	292	256	
FEL III (Definición)		853	852	851	850	843	836	823	744	592	462	393	332	268	234	199	
Diferencia FEL-Cartera		2	-5	-5	-11	-30	-44	26	28	-83	-98	-79	-77	-71	-58	-57	
Relación Cartera/FEL		99.8%	100.6%	100.5%	101.3%	103.6%	105.3%	96.9%	96.3%	114.1%	121.2%	120.2%	123.3%	126.5%	124.7%	128.9%	
Producción de gas		mmpc															
Cartera		285	283	279	277	278	270	235	200	179	138	114	100	85	73	64	
FEL III (Definición)		284	287	284	282	280	274	241	209	173	134	112	96	84	68		
Diferencia FEL-Cartera		-1	3	4	5	4	10	39	41	30	37	20	12	11	11	4	
Desviación Cartera/FEL		100.2%	98.9%	98.4%	98.3%	98.4%	96.3%	85.7%	83.1%	85.5%	78.7%	85.2%	89.3%	89.0%	86.6%	94.0%	
Producción acumulada de crudo		mmb															
Cartera		3,539	311	623	938	1,250	1,569	1,890	2,181	2,442	2,889	2,893	3,065	3,215	3,339	3,445	3,539
FEL III (Definición)		3,333	311	622	933	1,243	1,551	1,856	2,156	2,428	2,644	2,812	2,958	3,077	3,175	3,260	3,333
Diferencia FEL-Cartera		-206	0	-1	-3	-7	-18	-34	-24	-14	-45	-81	-110	-138	-164	-185	-206
Desviación Cartera/FEL		106.2%	99.8%	100.2%	100.3%	100.5%	101.1%	101.8%	101.1%	100.6%	101.7%	102.9%	103.7%	104.5%	105.2%	105.7%	106.2%
Producción acumulada de gas		mmpc															
Cartera		1,043	104	207	309	411	511	610	695	788	834	883	925	962	993	1,019	1,043
FEL III (Definición)		1,127	104	208	312	415	517	620	719	807	883	947	996	1,036	1,071	1,102	1,127
Diferencia FEL-Cartera		84	0	1	3	4	6	10	24	39	50	63	70	75	79	83	84
Desviación Cartera/FEL		92.5%	100.2%	99.6%	99.2%	99.0%	98.9%	98.4%	96.7%	95.2%	94.4%	93.3%	92.9%	92.8%	92.7%	92.5%	92.5%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera		99	15	18	12	7	8	10	15	10	5	1	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		66	10	21	16	7	4	2	4	1	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		-33	-5	5	4	0	-4	-8	-11	-9	-4	-1	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		150%	150.0%	76.2%	75.0%	100.0%	200.0%	500.0%	375.0%	1000.0%	500.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera		48	12	13	9	6	1	4	1	0	0	2	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		81	24	15	16	10	5	3	1	2	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		33	12	2	7	4	4	1	2	1	2	-2	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		59%	50.0%	86.7%	56.3%	60.0%	20.0%	80.0%	33.3%	0.0%	0.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera		0	155	165	130	131	130	153	114	96	108	113	69	68	0	0	0
FEL III (Definición)		1,432	155	165	130	131	130	153	114	96	108	113	69	68	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		1,432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total		mmpes															
Cartera		308,968	37,356	39,157	37,262	28,816	29,049	21,231	20,279	19,306	14,977	12,272	9,899	10,100	10,304	9,052	9,910
FEL III (Definición)		314,157	48,637	39,124	43,015	25,470	22,367	21,888	16,569	17,087	14,708	13,865	11,359	11,263	10,579	9,513	9,113
Diferencia FEL-Cartera		5,189	11,281	-33	5,753	-3,346	-6,682	457	-3,710	-2,219	-2,69	-1,393	1,460	1,163	275	461	-797
Relación Cartera/FEL		98.3%	76.8%	100.1%	86.6%	113.1%	129.9%	97.9%	122.4%	113.0%	101.8%	89.8%	87.1%	89.7%	97.4%	95.2%	108.7%
Inversión estratégica		mmpes															
Cartera		166,494	26,502	26,984	24,688	16,834	18,341	11,732	10,254	8,774	6,383	4,080	2,735	2,658	2,726	2,194	1,628
FEL III (Definición)		131,322	33,564	23,723	23,821	9,916	7,289	6,545	4,456	3,581	3,051	2,458	3,090	2,311	1,646	1,495	
Diferencia FEL-Cartera		-35,172	7,062	-3,241	-1,067	-6,918	-11,052	-5,187	-5,798	-4,198	-2,802	-1,029	-277	432	-415	-548	-133
Relación Cartera/FEL		127%	79.0%	113.7%	104.5%	169.8%	251.6%	179.3%	230.1%	191.7%	178.2%	133.7%	111.3%	86.0%	118.0%	133.3%	108.9%
Inversión Operacional		mmpes															
Cartera		142,474	10,854	12,193	12,574	11,982	10,708	9,499	10,024	10,531	8,594	8,193	7,163	7,441	7,577	6,858	6,282
FEL III (Definición)		182,835	15,073	15,401	19,394	15,554	15,078	15,143	12,113	12,511	11,127	10,814	8,901	8,173	8,288	7,867	7,618
Diferencia FEL-Cartera		40,361	4,219	3,208	6,820	3,572	4,370	5,644	2,089	1,980	2,533	2,421	1,738	732	691	1,009	-664
Relación Cartera/FEL		78%	72.0%	79.2%	64.8%	77.0%	71.0%	62.7%	82.8%	84.2%	77.2%	77.2%	80.5%	91.0%	91.6%	87.2%	108.7%
Gasto de Operación		mmpes															
Cartera		313,198	30,308	29,147	29,404	29,347	30,630	27,817	24,693	21,652	18,966	15,889	13,915	12,120	10,625	9,961	8,744
FEL III (Definición)		121,818	11,659	11,176	11,315	11,247	10,769	10,048	9,233	8,547	7,782	6,728	5,843	5,102	4,369	4,121	3,869
Diferencia FEL-Cartera		-191,380	-18,637	-17,969	-18,089	-18,100	-19,861	-17,769	-15,460	-13,105	-11,184	-9,143	-8,072	-7,018	-6,256	-5,840	-4,875
Relación Cartera/FEL		257%	259.7%	260.8%	259.9%	260.9%	284.4%	276.8%	267.4%	253.3%	243.7%	235.9%	238.2%	237.6%	243.2%	241.7%	226.0%



HORIZONTE: 2012-2026		Antes de impuestos
VPN		mmpes
Cartera		1,343,480
FEL III (Definición)		1,796,271
Diferencia (FEL-Cartera)		-452,790
Relación (Cartera/FEL)		74.8%
VPI		
Cartera		196,232
FEL III (Definición)		194,650
Diferencia (FEL-Cartera)		1,582
Relación (Cartera/FEL)		100.8%
VPN/VPI		
Cartera		6.85
FEL III (Definición)		9.23
Diferencia (FEL-Cartera)		-2.4
Relación (Cartera/FEL)		74.2%

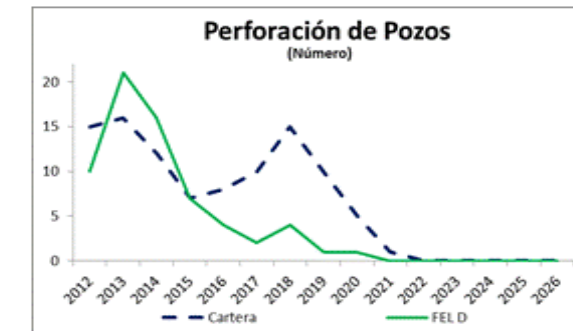
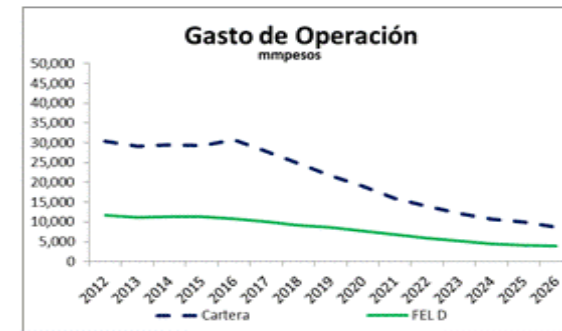
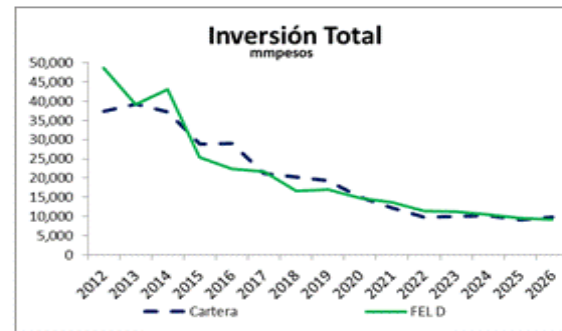
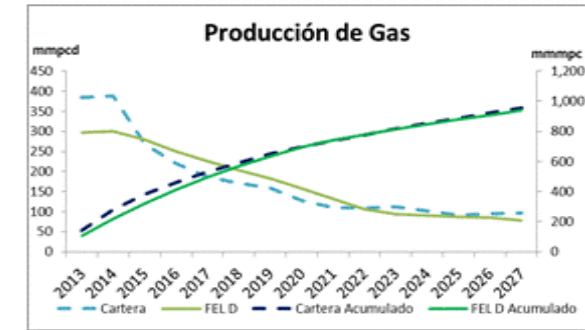
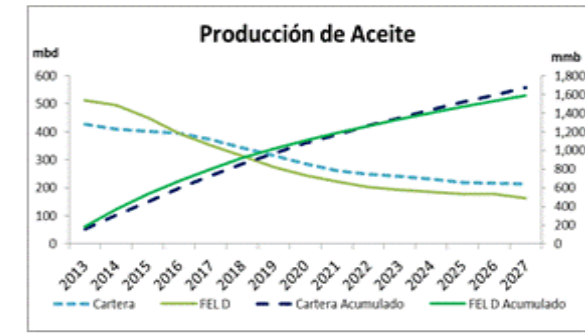


Figura 4.1. Datos y Gráficas del Proyecto A

Table with columns for years 2013-2027 and rows for various metrics like 'Producción de crudo', 'Producción de gas', 'Inversión total', 'Gasto de Operación', etc.



Summary table titled 'HORIZONTE 2013-2027' with columns for 'Antes de Impuestos' and rows for categories like VP, VPI, VP, VPI.

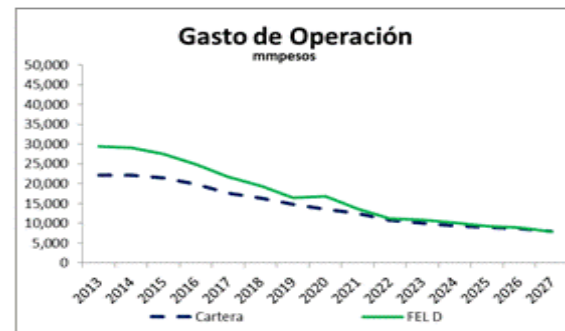
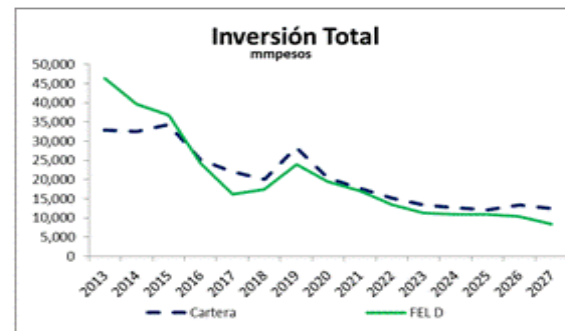
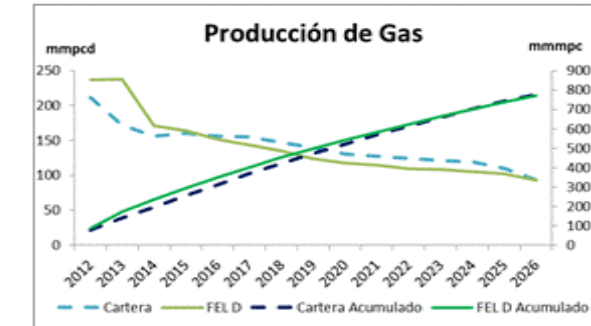
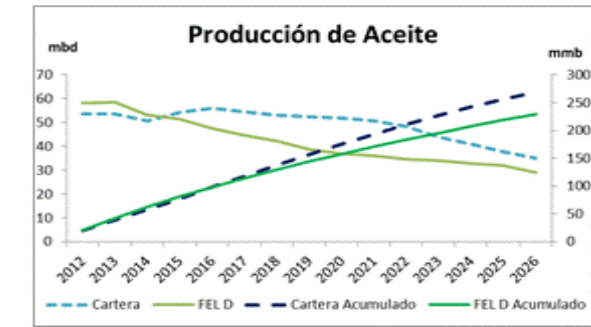


Figura 4.2. Datos y Gráficas del Proyecto B

HORIZONTE 2013-2027	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Producción de crudo	mbd																
Cartera		54	54	51	54	56	54	53	52	52	51	48	44	41	38	35	
FEL III (Definición)		58	58	53	51	47	45	42	39	37	36	34	34	33	32	29	
Diferencia FEL-Cartera		4	5	3	-3	-8	-10	-11	-14	-15	-15	-14	-10	-8	-6	-6	
Relación Cartera/FEL		92.5%	91.6%	95.1%	105.6%	117.8%	122.3%	125.6%	135.2%	140.5%	140.4%	139.8%	129.6%	123.9%	118.7%	120.7%	
Producción de gas	mmpc																
Cartera		212	172	156	180	158	136	147	140	130	128	125	121	119	110	94	
FEL III (Definición)		237	238	171	164	152	143	135	124	118	115	110	109	105	102	93	
Diferencia FEL-Cartera		25	66	15	4	-4	-13	-12	-16	-12	-13	-15	-12	-14	-8	-1	
Desviación Cartera/FEL		89.4%	72.3%	91.4%	97.5%	102.9%	108.9%	109.2%	112.9%	110.5%	111.3%	113.3%	111.1%	113.8%	108.0%	100.8%	
Producción acumulada de crudo	mmb																
Cartera		269	20	39	58	77	98	118	137	156	175	194	211	227	242	269	
FEL III (Definición)		230	21	43	62	81	98	114	130	144	157	171	183	195	208	230	
Diferencia FEL-Cartera		39	2	3	4	3	0	3	7	12	18	23	28	32	35	39	
Desviación Cartera/FEL		117.0%	92.5%	92.0%	93.0%	95.9%	99.8%	103.0%	105.7%	108.6%	111.3%	113.6%	115.4%	116.3%	116.7%	117.0%	
Producción acumulada de gas	mmpc																
Cartera		776	77	140	197	256	313	370	423	474	522	569	614	658	702	742	776
FEL III (Definición)		772	87	173	236	296	351	403	453	498	541	583	623	663	701	738	772
Diferencia FEL-Cartera		4	9	33	39	40	38	34	29	23	19	14	9	4	-1	-4	-4
Desviación Cartera/FEL		100.5%	89.4%	80.8%	83.6%	86.4%	89.0%	91.6%	93.5%	95.3%	96.5%	97.6%	98.6%	99.3%	100.1%	100.5%	100.5%
Perforación de pozos	Unidad																
Cartera		19	6	7	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		15	6	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		4	0	4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		127%	100.0%	233.3%	166.7%	33.3%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores	Unidad																
Cartera		181	27	22	23	22	13	11	12	8	11	7	3	1	0	0	1
FEL III (Definición)		115	30	22	22	17	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		46	3	0	-1	-5	3	-3	-12	-8	-11	-7	-3	-1	0	0	-1
Relación Cartera/FEL		140%	90.0%	100.0%	104.5%	129.4%	81.3%	137.5%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%	200.0%
Reparaciones menores	Unidad																
Cartera		77	9	8	6	10	6	4	4	3	4	4	5	3	4	4	3
FEL III (Definición)		300	37	37	33	31	29	27	27	25	21	17	11	5	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		223	28	29	27	21	23	23	23	22	17	13	6	2	-4	-4	-3
Relación Cartera/FEL		26%	24.3%	21.6%	18.2%	32.3%	20.7%	14.8%	14.8%	12.0%	19.0%	23.5%	45.5%	60.0%	200.0%	200.0%	200.0%
Inversión total	mmpesos																
Cartera		45,387	4,793	4,138	5,717	4,310	2,825	2,736	2,520	2,367	2,442	2,389	2,320	2,103	2,213	2,228	2,286
FEL III (Definición)		32,104	4,779	3,198	3,193	3,237	3,016	1,749	1,508	1,454	1,524	1,430	1,459	1,304	1,438	1,396	1,423
Diferencia FEL-Cartera		13,283	-14	942	2,524	1,073	1,077	1,817	1,012	913	918	959	861	799	775	830	863
Relación Cartera/FEL		141.4%	100.3%	129.5%	179.1%	133.2%	93.7%	156.4%	167.3%	162.8%	160.3%	167.1%	159.0%	161.3%	153.9%	159.5%	160.6%
Inversión estratégica	mmpesos																
Cartera		19,539	2,670	2,053	3,923	2,610	1,047	850	797	706	776	730	706	524	693	714	739
FEL III (Definición)		17,074	3,882	2,038	1,932	1,298	2,104	841	615	542	629	542	603	444	602	544	658
Diferencia FEL-Cartera		2,465	1,012	-15	-1,991	1,312	1,057	99	182	234	147	188	103	80	91	170	81
Relación Cartera/FEL		114%	72.5%	100.8%	203.1%	201.1%	49.8%	101.1%	129.5%	130.2%	123.3%	134.7%	117.1%	118.0%	115.2%	131.2%	112.4%
Inversión Operacional	mmpesos																
Cartera		25,848	2,123	2,084	1,794	1,700	1,778	1,886	1,723	1,662	1,666	1,659	1,614	1,579	1,520	1,512	1,546
FEL III (Definición)		15,030	1,097	1,158	1,261	1,939	912	908	891	912	895	888	856	860	836	852	785
Diferencia FEL-Cartera		10,818	1,026	926	533	239	866	978	832	750	771	771	758	719	684	660	761
Relación Cartera/FEL		172%	193.6%	180.0%	142.3%	87.7%	195.0%	207.7%	193.4%	182.2%	186.2%	186.8%	188.5%	183.6%	181.8%	177.5%	202.1%
Gasto de Operación	mmpesos																
Cartera		50,847	4,450	4,785	4,340	4,129	4,131	4,073	3,957	3,936	2,998	2,988	2,958	2,922	2,284	2,086	808
FEL III (Definición)		81,069	4,360	4,804	5,464	5,248	5,031	4,808	4,588	4,405	3,757	3,599	3,455	3,317	3,137	2,645	2,651
Diferencia FEL-Cartera		30,222	-80	180	1,124	1,119	900	735	631	469	759	611	497	395	853	559	2,043
Relación Cartera/FEL		83%	102.1%	103.9%	79.4%	78.7%	82.1%	84.7%	86.3%	89.4%	79.8%	83.0%	85.6%	88.1%	72.8%	78.9%	22.9%



HORIZONTE: 2012-2026	Antes de Impuestos
VPN	mmpesos
Cartera	124,300
FEL III (Definición)	115,291
Diferencia (FEL-Cartera)	-9,009
Relación (Cartera/FEL)	107.8%
VPI	
Cartera	26,554
FEL III (Definición)	19,768
Diferencia (FEL-Cartera)	-6,787
Relación (Cartera/FEL)	134.3%
VPN/VPI	
Cartera	4.68
FEL III (Definición)	5.83
Diferencia (FEL-Cartera)	1.2
Relación (Cartera/FEL)	80.3%

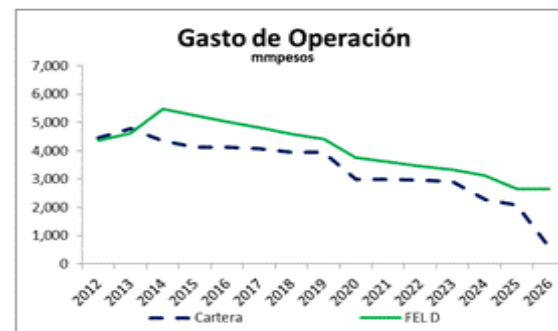
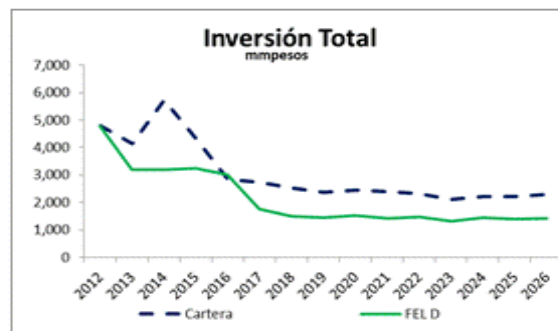
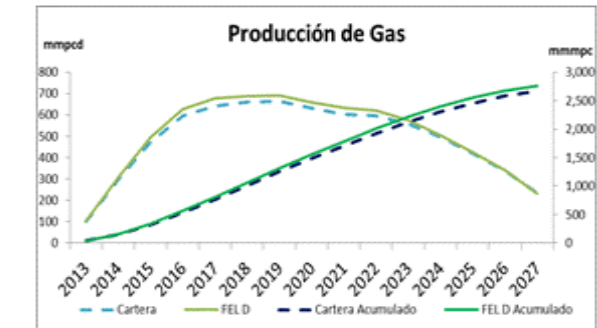
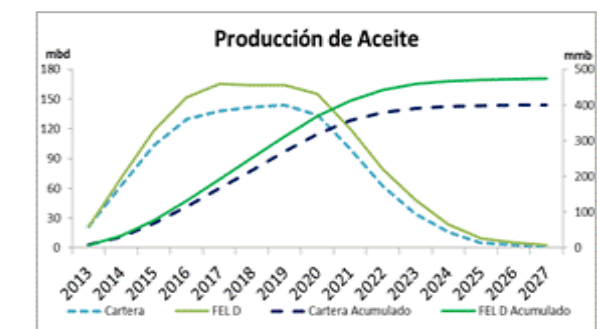


Figura 4.3. Datos y Gráficas del Proyecto C

HORIZONTE 2013-2027		Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de crudo		m bd															
Cartera			21	63	103	130	138	142	144	134	100	62	34	16	5	3	2
FEL III (Definición)			21	70	119	152	165	164	164	155	120	79	48	24	9	5	3
Diferencia FEL-Cartera			0	7	16	22	27	22	20	21	20	17	14	8	4	2	1
Relación Cartera/FEL			98.0%	89.8%	86.8%	85.6%	83.6%	86.7%	87.9%	86.4%	83.2%	78.2%	71.2%	67.1%	54.1%	58.5%	70.4%
Producción de gas		m mpc															
Cartera			102	298	472	597	640	660	663	632	604	595	557	495	419	338	232
FEL III (Definición)			102	308	494	627	677	689	690	660	632	619	576	505	425	341	232
Diferencia FEL-Cartera			0	10	22	30	37	29	27	28	28	24	19	10	6	3	0
Desviación Cartera/FEL			99.8%	96.7%	95.6%	95.2%	94.6%	95.7%	96.0%	95.7%	95.5%	96.1%	96.8%	98.0%	98.7%	99.2%	99.9%
Producción acumulada de crudo		m m b															
Cartera			400	8	31	68	116	166	218	270	319	356	379	391	397	400	400
FEL III (Definición)			474	8	33	77	132	192	252	312	369	412	441	459	467	473	474
Diferencia FEL-Cartera			73	0	3	8	16	26	34	41	49	57	63	68	71	73	73
Desviación Cartera/FEL			84.5%	98.0%	91.7%	89.0%	87.6%	86.3%	86.4%	86.7%	86.7%	86.3%	85.8%	85.2%	84.9%	84.7%	84.5%
Producción acumulada de gas		m m mpc															
Cartera			2,666	37	146	318	536	770	1,011	1,253	1,483	1,704	1,921	2,124	2,305	2,458	2,581
FEL III (Definición)			2,766	37	150	330	559	806	1,058	1,310	1,550	1,781	2,007	2,217	2,402	2,557	2,681
Diferencia FEL-Cartera			100	0	4	12	23	36	47	57	67	77	86	93	97	99	100
Desviación Cartera/FEL			96.4%	99.8%	97.5%	96.4%	95.9%	95.5%	95.6%	95.7%	95.7%	95.7%	95.7%	95.8%	96.0%	96.1%	96.4%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera			43	4	14	9	8	2	3	3							
FEL III (Definición)			52	7	13	10	9	2	3	4	2	1	1	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera			9	3	-1	1	1	0	0	1	2	1	1	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL			83%	57.1%	107.7%	90.0%	88.9%	100.0%	100.0%	75.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera			2	1	1												
FEL III (Definición)			3	1	2												
Diferencia FEL-Cartera			1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL			67%	100.0%	50.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera			117		2	7	14	9	9	8	18	9	9	7	11	5	5
FEL III (Definición)			116		0	0	2	7	16	10	10	9	18	10	11	7	11
Diferencia FEL-Cartera			-1	0	-2	-7	-12	-2	7	2	-6	0	9	3	0	2	6
Relación Cartera/FEL			10.1%	100.0%	200.0%	200.0%	70.0%	128.6%	56.3%	80.0%	160.0%	100.0%	50.0%	70.0%	100.0%	71.4%	45.5%
Inversión total		m m pesos															
Cartera			114,950	18,510	20,575	20,181	13,649	6,517	7,308	6,070	3,248	3,437	4,188	2,774	2,795	2,500	3,387
FEL III (Definición)			126,870	18,498	21,719	21,239	14,651	7,423	8,037	7,158	4,428	4,451	5,140	3,003	3,128	2,526	3,653
Diferencia FEL-Cartera			11,920	1,988	1,144	1,058	1,002	906	731	1,088	1,180	1,014	952	229	333	26	266
Relación Cartera/FEL			90.6%	89.3%	94.7%	95.0%	93.2%	87.8%	90.9%	84.8%	73.3%	77.2%	81.5%	92.4%	89.3%	99.0%	92.7%
Inversión estratégica		m m pesos															
Cartera			76,684	15,912	19,777	18,856	11,576	3,282	2,876	2,743	410	263	360	274	225	49	41
FEL III (Definición)			86,185	17,910	20,921	19,923	12,529	4,163	3,278	3,850	1,388	1,072	958	130	132	49	41
Diferencia FEL-Cartera			9,501	1,998	1,144	1,067	953	881	402	907	978	809	598	-144	-93	0	3
Relación Cartera/FEL			89%	88.8%	94.5%	94.6%	92.4%	78.8%	87.7%	75.2%	29.5%	24.5%	37.6%	211.0%	170.9%	100.4%	100.7%
Inversión Operacional		m m pesos															
Cartera			38,266	598	798	1,325	2,073	3,235	4,430	3,327	2,838	3,174	3,828	2,500	2,570	2,451	3,346
FEL III (Definición)			40,685	589	798	1,317	2,123	3,260	4,780	3,508	3,040	3,379	4,182	2,873	2,997	2,477	3,612
Diferencia FEL-Cartera			2,419	-9	0	-8	50	25	330	181	202	205	354	373	427	26	266
Relación Cartera/FEL			94%	101.6%	100.1%	100.6%	97.7%	99.2%	93.1%	94.8%	93.4%	93.9%	91.5%	87.0%	85.8%	98.9%	92.6%
Gasto de Operación		m m pesos															
Cartera			25,493	416	1,220	2,000	2,564	2,779	2,806	2,760	2,549	2,152	1,754	1,408	1,104	848	671
FEL III (Definición)			28,074	416	1,313	2,203	2,849	3,121	3,080	3,018	2,818	2,416	1,981	1,581	1,205	903	701
Diferencia FEL-Cartera			2,581	0	93	203	285	342	274	258	269	264	227	173	101	55	30
Relación Cartera/FEL			91%	100.0%	92.9%	90.8%	90.0%	89.1%	91.1%	91.5%	90.5%	89.1%	88.5%	89.0%	91.6%	93.9%	95.7%



HORIZONTE 2013-2027		Antes de Impuestos
VPI		mmpesos
Cartera		318,527
FEL III (Definición)		360,457
Diferencia FEL-Cartera		41,930
Relación Cartera/FEL		88.4%
VPI		mmpesos
Cartera		79,899
FEL III (Definición)		87,532
Diferencia FEL-Cartera		7,633
Relación Cartera/FEL		91.3%
VPI/VP		mmpesos
Cartera		3.99
FEL III (Definición)		4.12
Diferencia FEL-Cartera		0.1
Relación Cartera/FEL		96.8%

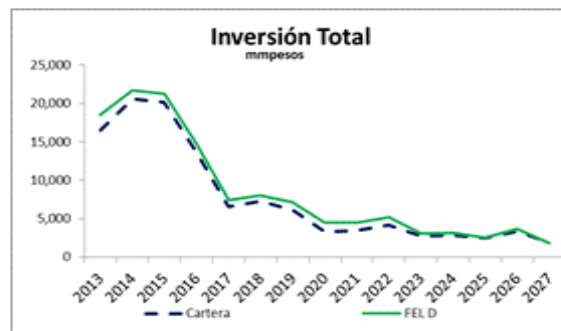
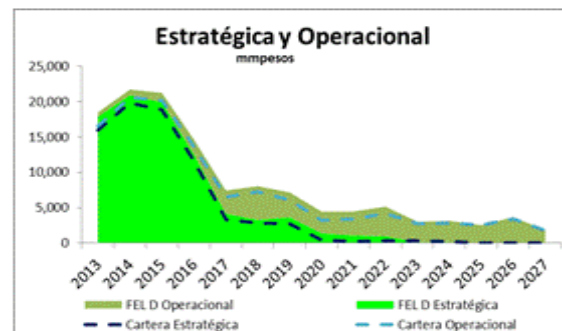
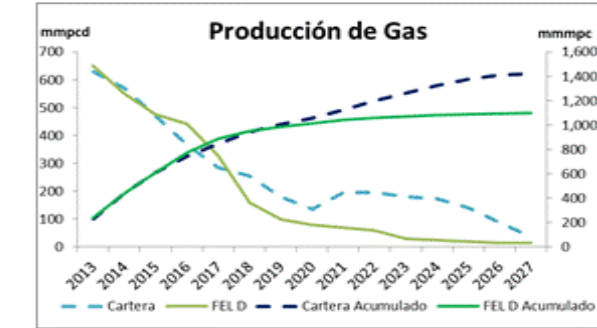
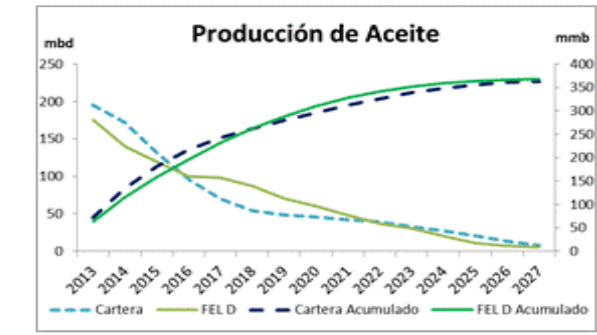


Figura 4.4. Datos y Gráficas del Proyecto D

HORIZONTE 2013-2027	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Producción de crudo																	
Cartera	m bd	195	172	131	96	70	54	49	46	42	39	33	27	21	13	8	
FEL III (Definición)		175	140	120	100	98	87	70	60	48	37	30	20	11	7	5	
Diferencia FEL-Cartera		-20	-32	-11	4	28	33	21	14	6	-2	-3	-7	-10	-6	-3	
Relación Cartera/FEL		111.4%	122.9%	109.2%	96.0%	71.4%	62.1%	70.0%	76.7%	87.5%	105.4%	110.0%	135.0%	190.9%	185.7%	160.0%	
Producción de gas																	
Cartera	m m pc	630	569	471	387	286	254	180	135	195	180	173	141	87	36		
FEL III (Definición)		650	550	475	440	325	160	100	80	70	60	30	24	20	15	13	
Diferencia FEL-Cartera		20	-19	4	73	39	-94	-80	-55	-125	-135	-150	-149	-121	-72	-23	
Desviación Cartera/FEL		96.9%	103.5%	99.2%	83.4%	88.0%	158.8%	180.0%	168.8%	278.6%	325.0%	600.0%	720.8%	705.0%	580.0%	276.9%	
Producción acumulada de crudo																	
Cartera	m m b	71	134	182	217	242	262	280	297	312	326	338	348	356	361	364	
FEL III (Definición)		368	64	115	159	195	231	263	288	310	328	341	352	360	364	368	
Diferencia FEL-Cartera		4	-7	-19	-23	-22	-11	1	8	14	16	15	11	8	5	4	
Desviación Cartera/FEL		98.8%	111.4%	116.5%	114.5%	111.0%	104.9%	99.7%	97.1%	95.6%	95.2%	95.6%	96.1%	96.9%	97.9%	98.8%	
Producción acumulada de gas																	
Cartera	m m m pc	1,423	230	438	610	744	848	941	1,006	1,056	1,127	1,198	1,264	1,327	1,378	1,423	
FEL III (Definición)		1,099	237	438	611	772	891	986	1,015	1,040	1,062	1,073	1,082	1,089	1,095	1,099	
Diferencia FEL-Cartera		-324	7	0	2	28	43	8	-21	-41	-87	-136	-191	-245	-289	-324	
Desviación Cartera/FEL		129.4%	96.9%	99.9%	99.7%	96.3%	95.2%	99.1%	102.1%	104.0%	108.3%	112.8%	117.8%	122.6%	126.5%	128.8%	129.4%
Perforación de pozos																	
Cartera	Unidad	22	4	5	6	0	0	2	1	1	2	0	0	0	0	0	
FEL III (Definición)		31	5	4	6	1	3	2	4	1	1	1	0	0	0	0	
Diferencia FEL-Cartera		9	1	-1	0	1	3	1	3	0	-1	1	0	0	0	0	
Relación Cartera/FEL		71%	80.0%	125.0%	100.0%	0.0%	0.0%	66.7%	50.0%	25.0%	100.0%	200.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Reparaciones mayores																	
Cartera	Unidad	14	4	1	1	0	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	
FEL III (Definición)		12	2	3	3	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0	0	
Diferencia FEL-Cartera		-2	0	-2	2	2	0	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	
Relación Cartera/FEL		117%	100.0%	200.0%	33.3%	33.3%	100.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Reparaciones menores																	
Cartera	Unidad	5	1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
FEL III (Definición)		6	2	0	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	
Diferencia FEL-Cartera		1	-1	2	0	-1	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	
Relación Cartera/FEL		83%	200.0%	0.0%	100.0%	200.0%	100.0%	200.0%	50.0%	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	
Inversión total																	
Cartera	mmpesos	133,728	13,283	13,288	12,263	9,045	10,840	13,023	13,162	8,559	7,700	6,556	5,351	5,791	5,253	4,589	
FEL III (Definición)		108,300	14,400	13,600	12,400	8,800	15,100	12,700	9,200	6,800	6,800	5,800	3,200				
Diferencia FEL-Cartera		-25,428	1,117	312	137	-245	4,460	-323	-3,962	-1,959	-1,000	-956	-2,151	-5,791	-5,253	-4,589	
Relación Cartera/FEL		123.5%	92.2%	97.7%	98.9%	102.8%	70.5%	102.5%	143.1%	129.7%	114.9%	117.1%	167.2%				
Inversión estratégica																	
Cartera	mmpesos	44,755	7,656	5,964	6,512	2,442	3,596	5,933	5,443	2,483	1,585	1,061	389	495	412	375	
FEL III (Definición)		0															
Diferencia FEL-Cartera		-44,755	-7,656	-5,964	-6,512	-2,442	-3,596	-5,933	-5,443	-2,483	-1,585	-1,061	-389	-495	-412	-375	
Relación Cartera/FEL																	
Inversión Operacional																	
Cartera	mmpesos	88,973	5,627	7,324	5,751	6,803	7,044	7,090	7,719	6,078	6,115	5,495	4,962	5,296	4,841	4,214	
FEL III (Definición)		0															
Diferencia FEL-Cartera		-88,973	-5,627	-7,324	-5,751	-6,603	-7,044	-7,090	-7,719	-6,078	-6,115	-5,495	-4,962	-5,296	-4,841	-4,214	
Relación Cartera/FEL																	
Gasto de Operación																	
Cartera	mmpesos	34,494	2,826	2,215	1,597	1,103	871	766	2,954	3,514	3,427	3,294	3,166	3,030	2,821	178	
FEL III (Definición)		4,800	1,000	800	640	560	480	360	320	340	200	120					
Diferencia FEL-Cartera		-29,694	-1,826	-1,415	-957	-543	-411	-406	-2,634	-3,174	-3,227	-3,174	-3,166	-3,030	-2,821	-178	
Relación Cartera/FEL		719%	282.6%	276.9%	249.5%	197.0%	189.3%	212.8%	923.1%	1033.5%	1713.5%	2745.0%					



HORIZONTE 2013-2027	Antes de Impuestos
VPN	
Cartera	mmpesos
FEL III (Definición)	355,540
Diferencia FEL-Cartera	-4,631
Relación Cartera/FEL	101.3%
VPI	
Cartera	79,009
FEL III (Definición)	78,507
Diferencia FEL-Cartera	-2,502
Relación Cartera/FEL	103.3%
VPN/VPI	
Cartera	4.50
FEL III (Definición)	4.59
Diferencia FEL-Cartera	0
Relación Cartera/FEL	98.0%

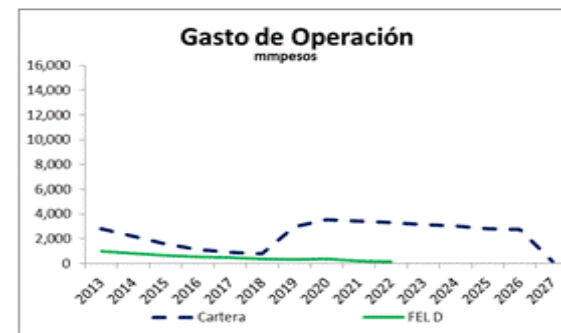
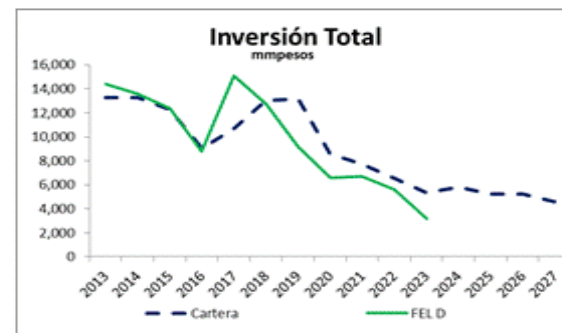
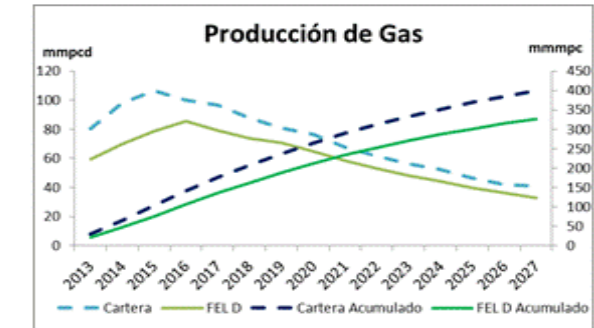
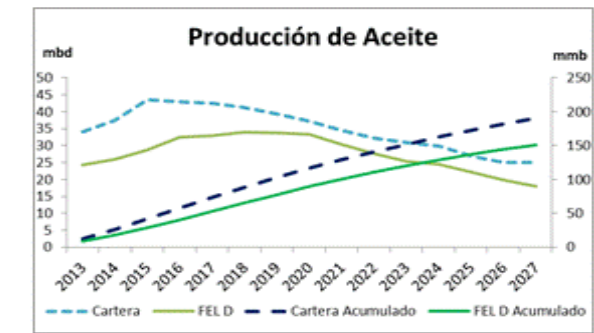


Figura 4.7. Datos y Gráficas del Proyecto G

HORIZONTE 2013-2027	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Producción de crudo mbd																	
Cartera		34	38	44	43	43	41	39	37	35	32	31	30	27	25	25	
FEL III (Definición)		24	26	29	33	33	34	34	33	31	28	25	25	22	20	18	
Diferencia FEL-Cartera		-10	-12	-15	-10	-10	-7	-6	-4	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-7	
Relación Cartera/FEL		140.1%	145.0%	151.8%	131.4%	129.1%	121.9%	117.0%	111.7%	113.4%	115.9%	121.4%	122.1%	121.7%	125.9%	139.5%	
Producción de gas mmpc																	
Cartera		81	98	107	100	97	88	81	76	68	62	56	52	46	42	41	
FEL III (Definición)		59	70	79	88	79	74	71	65	59	53	46	44	40	36	33	
Diferencia FEL-Cartera		-21	-28	-28	-14	-17	-14	-10	-11	-9	-9	-8	-8	-7	-5	-8	
Desviación Cartera/FEL		136.0%	140.9%	135.7%	116.7%	122.1%	118.7%	113.9%	117.5%	115.2%	116.8%	117.4%	117.3%	116.4%	115.1%	123.8%	
Producción acumulada de crudo mmb																	
Cartera		191	12	26	42	58	73	88	103	116	129	141	152	163	173	182	191
FEL III (Definición)		151	9	18	29	41	53	65	77	90	101	111	120	129	137	144	151
Diferencia FEL-Cartera		-40	-4	-8	-13	-17	-20	-23	-25	-27	-28	-30	-32	-34	-36	-37	-40
Desviación Cartera/FEL		126.5%	140.1%	142.6%	146.0%	141.7%	138.8%	135.6%	132.6%	129.8%	128.0%	126.9%	126.5%	126.2%	125.9%	125.9%	126.5%
Producción acumulada de gas m mmpc																	
Cartera		399	29	65	104	141	178	208	237	265	290	313	333	352	369	384	399
FEL III (Definición)		327	22	47	76	107	136	163	189	212	234	253	271	287	301	315	327
Diferencia FEL-Cartera		-72	-8	-18	-28	-34	-40	-45	-49	-53	-56	-59	-62	-65	-68	-70	-72
Desviación Cartera/FEL		122.2%	136.0%	138.7%	137.5%	131.4%	129.5%	127.7%	125.8%	124.9%	124.0%	123.4%	123.0%	122.7%	122.4%	122.1%	122.2%
Perforación de pozos Unidad																	
Cartera		23	4	8	3	4	3	1									
FEL III (Definición)		26	7	4	9	6											
Diferencia FEL-Cartera		3	3	-4	6	2	-3	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		88%	57.1%	200.0%	33.3%	66.7%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores Unidad																	
Cartera		48	2	14	4	2	2	5	3	5	1	1	3	0	2	1	3
FEL III (Definición)		48	15	4	4	2	6	6	2	6	1	2					
Diferencia FEL-Cartera		0	13	-10	0	0	4	1	-1	1	0	1	-3	0	-2	-1	-3
Relación Cartera/FEL		100%	13.3%	350.0%	100.0%	100.0%	33.3%	83.3%	150.0%	83.3%	100.0%	50.0%	200.0%	100.0%	200.0%	200.0%	200.0%
Reparaciones menores Unidad																	
Cartera		32	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
FEL III (Definición)		0															
Diferencia FEL-Cartera		-32	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Relación Cartera/FEL		200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%
Inversión total mm pesos																	
Cartera		29,877	3,658	4,791	2,820	2,942	2,690	1,673	1,361	1,358	1,270	1,191	1,214	1,348	1,162	1,093	1,106
FEL III (Definición)		19,941	2,832	3,871	4,891	1,973	908	844	682	719	444	463	501	545	431	425	432
Diferencia FEL-Cartera		-9,736	-826	-920	-2,071	-969	-1,782	-829	-699	-639	-826	-728	-713	-803	-731	-668	-674
Relación Cartera/FEL		148.8%	129.2%	123.8%	57.7%	149.1%	296.2%	198.3%	205.6%	188.8%	286.0%	257.2%	242.3%	247.4%	269.6%	257.1%	256.1%
Inversión estratégica mm pesos																	
Cartera		15,480	2,343	3,536	1,768	1,937	1,641	750	402	454	365	346	305	473	367	396	397
FEL III (Definición)		11,997	2,274	2,992	4,026	1,359	327	336	177	267	3	33	72	123	3	3	3
Diferencia FEL-Cartera		-3,483	-69	-544	-2,258	-578	-1,314	-415	-225	-187	-362	-313	-233	-350	-364	-393	-394
Relación Cartera/FEL		129%	103.1%	118.2%	43.9%	142.5%	501.8%	223.9%	227.2%	170.1%	12153.8%	1047.5%	422.9%	384.4%	12245.0%	13204.5%	13222.9%
Inversión Operacional mm pesos																	
Cartera		14,197	1,314	1,254	1,053	1,005	1,049	923	959	903	905	845	909	876	795	696	710
FEL III (Definición)		7,944	558	679	865	614	581	509	485	452	441	430	429	422	428	422	429
Diferencia FEL-Cartera		-6,253	-756	-375	-188	-391	-468	-414	-474	-451	-464	-415	-480	-454	-367	-274	-281
Relación Cartera/FEL		179%	235.5%	142.7%	121.7%	163.6%	180.5%	181.4%	197.7%	199.8%	205.3%	196.6%	212.0%	207.5%	185.7%	165.0%	165.4%
Gasto de Operación mm pesos																	
Cartera		32,111	3,896	3,953	4,050	3,855	3,736	3,431	2,877	2,798	2,776	2,720	2,689	2,449	2,426	2,479	2,019
FEL III (Definición)		38,759	3,155	2,858	2,776	2,743	2,657	2,478	2,546	2,540	2,583	2,560	2,450	2,449	2,426	2,479	2,019
Diferencia FEL-Cartera		6,648	-741	-1,095	-1,274	-1,112	-1,049	-953	-331	-258	1,807	1,840	1,991	2,026	2,031	2,096	1,669
Relación Cartera/FEL		83%	123.5%	138.3%	145.9%	140.5%	139.0%	138.5%	113.0%	110.1%	30.0%	28.1%	19.1%	17.3%	16.3%	15.5%	17.3%



HORIZONTE 2013-2027		Antes de impuestos
VPN		mm pesos
Cartera		102,617
FEL III (Definición)		76,620
Diferencia FEL-Cartera		-26,097
Relación Cartera/FEL		134.1%
VPI		
Cartera		18,736
FEL III (Definición)		14,420
Diferencia FEL-Cartera		-4,316
Relación Cartera/FEL		129.9%
VPN/VPI		
Cartera		5,48
FEL III (Definición)		5,31
Diferencia FEL-Cartera		0
Relación Cartera/FEL		103.1%

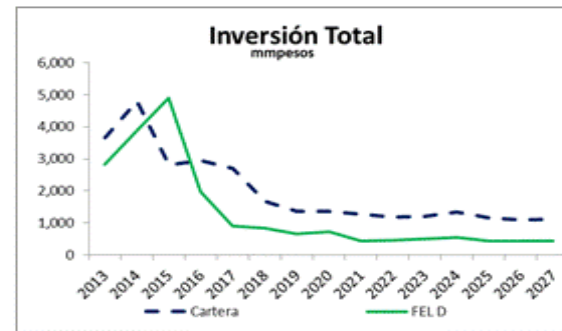
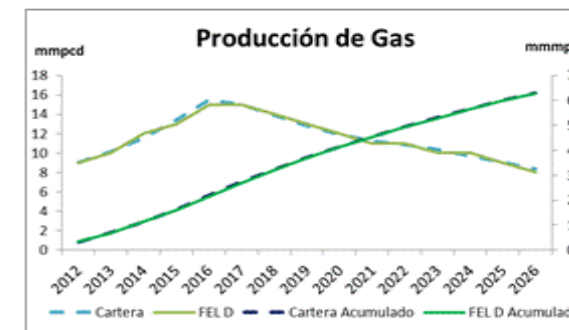
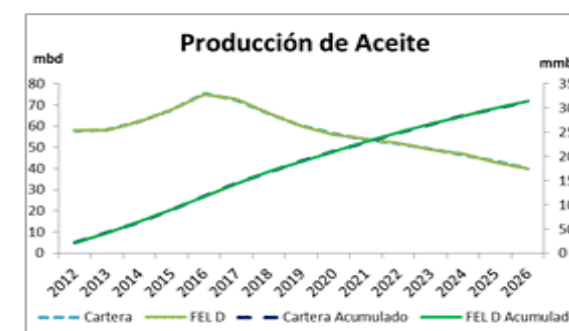


Figura 4.8. Datos y Gráficas del Proyecto H

HORIZONTE 2013-2027	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Producción de crudo																	
Cartera	m bd	58	58	62	68	75	73	66	60	56	54	52	49	47	43	40	
FEL III (Definición)		58	58	62	68	75	73	66	60	56	54	52	49	47	43	40	
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Relación Cartera/FEL		100.0%	100.3%	100.4%	99.4%	100.5%	99.4%	99.8%	100.4%	100.3%	99.1%	100.0%	100.6%	99.2%	100.9%	100.4%	
Producción de gas																	
Cartera	m mpc	9	10	12	13	15	15	14	13	12	11	11	10	10	9	8	
FEL III (Definición)		9	10	12	13	15	15	14	13	12	11	11	10	10	9	8	
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Desviación Cartera/FEL		100.5%	101.4%	96.5%	103.3%	103.3%	100.3%	99.3%	98.5%	99.2%	102.0%	98.8%	103.3%	97.2%	100.4%	104.4%	
Producción acumulada de crudo																	
Cartera	m mb	314	21	42	65	90	117	144	168	190	210	230	249	267	284	300	314
FEL III (Definición)		314	21	42	65	90	117	144	168	190	210	230	249	267	284	300	314
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desviación Cartera/FEL		100.0%	100.0%	100.1%	100.2%	100.0%	100.1%	100.0%	99.9%	100.0%	100.1%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Producción acumulada de gas																	
Cartera	m mmpc	63	3	7	11	16	22	27	32	37	41	45	49	53	57	60	63
FEL III (Definición)		63	3	7	11	16	22	27	32	37	41	45	49	53	57	60	63
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desviación Cartera/FEL		100.5%	100.5%	101.0%	99.3%	100.4%	101.2%	101.0%	100.7%	100.4%	100.3%	100.5%	100.3%	100.5%	100.3%	100.3%	100.5%
Perforación de pozos																	
Cartera	Unidad	19	1	7	4	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		19	4	5	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		0	3	-2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	25.0%	140.0%	100.0%	133.3%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores																	
Cartera	Unidad	3	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	0.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores																	
Cartera	Unidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		92	7	5	14	8	9	9	8	14	11	0	6	1	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		92	7	5	14	8	9	9	8	14	11	0	6	1	0	0	0
Relación Cartera/FEL		0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total																	
Cartera	mmpesos	31,238	5,499	5,678	4,739	2,779	2,142	1,375	1,735	1,712	1,474	316	753	970	1,211	662	193
FEL III (Definición)		31,238	5,499	5,678	4,739	2,779	2,142	1,375	1,735	1,712	1,474	316	753	970	1,211	662	193
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.1%	99.9%
Inversión estratégica																	
Cartera	mmpesos	14,888	4,350	4,387	2,469	1,283	861	180	180	480	206	38	186	168	27	31	41
FEL III (Definición)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		-14,888	-4,350	-4,387	-2,469	-1,283	-861	-180	-180	-480	-206	-38	-186	-168	-27	-31	-41
Relación Cartera/FEL		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión Operacional																	
Cartera	mmpesos	16,350	1,149	1,291	2,271	1,497	1,281	1,194	1,555	1,231	1,268	278	567	802	1,184	631	152
FEL III (Definición)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		-16,350	-1,149	-1,291	-2,271	-1,497	-1,281	-1,194	-1,555	-1,231	-1,268	-278	-567	-802	-1,184	-631	-152
Relación Cartera/FEL		100%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Gasto de Operación																	
Cartera	mmpesos	13,755	894	831	1,011	1,156	1,332	1,151	1,046	958	889	843	819	776	734	683	632
FEL III (Definición)		13,755	894	831	1,011	1,156	1,332	1,151	1,046	958	889	843	819	776	734	683	632
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%



HORIZONTE: 2012-2026	Antes de Impuestos
VPN	
Cartera	mmpesos
Cartera	127,461
FEL III (Definición)	115,556
Diferencia (FEL-Cartera)	-11,905
Relación (Cartera/FEL)	110.3%
VPI	
Cartera	22,028
FEL III (Definición)	21,863
Diferencia (FEL-Cartera)	-165
Relación (Cartera/FEL)	100.8%
VPN/VPI	
Cartera	5.79
FEL III (Definición)	5.30
Diferencia (FEL-Cartera)	-0.5
Relación (Cartera/FEL)	109.2%

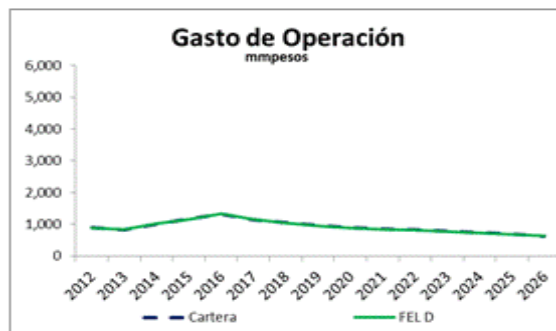
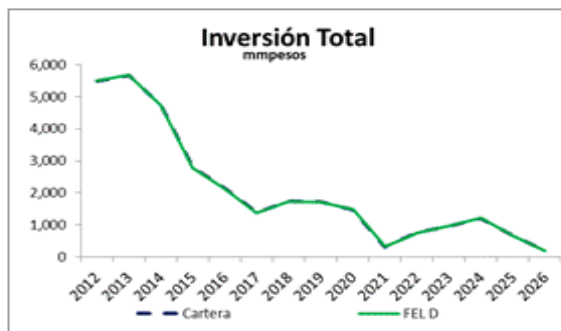
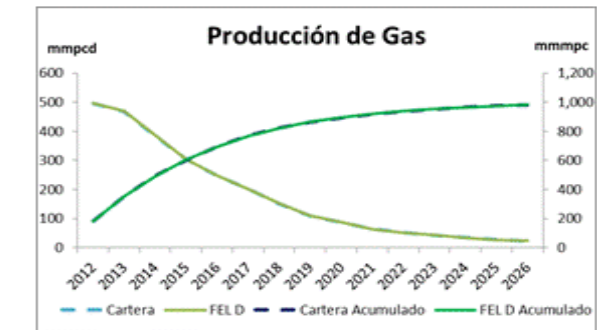
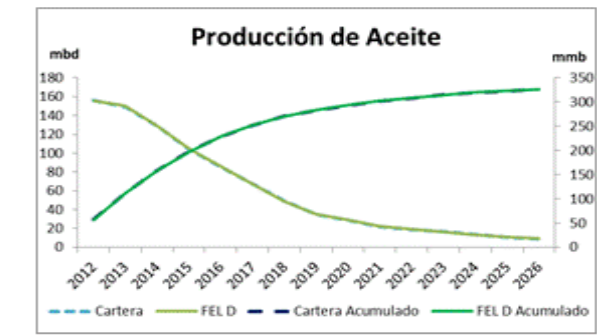


Figura 4.9. Datos y Gráficas del Proyecto I

HORIZONTE 2013-2027		Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de crudo		m bd															
Cartera		156	150	129	105	86	67	49	35	29	22	19	16	13	11	9	
FEL (Definición)		156	150	129	105	86	67	49	35	29	22	19	16	13	11	9	
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Relación Cartera/FEL		100.0%	99.7%	99.7%	99.6%	99.4%	100.2%	100.8%	100.2%	99.2%	100.2%	98.5%	101.6%	102.6%	96.1%	101.2%	
Producción de gas		m mpc															
Cartera		497	469	385	305	248	201	152	109	87	64	52	43	34	27	23	
FEL (Definición)		497	469	385	305	248	201	152	109	87	64	52	43	34	27	23	
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Desviación Cartera/FEL		99.9%	100.1%	100.0%	99.9%	100.0%	100.2%	99.9%	99.8%	99.9%	100.3%	99.1%	100.5%	100.8%	99.5%	100.5%	
Producción acumulada de crudo		m m b															
Cartera		327	57	112	158	197	228	252	270	283	294	302	309	315	319	323	327
FEL (Definición)		327	57	112	159	197	228	253	271	284	294	302	309	315	320	324	327
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Desviación Cartera/FEL		99.9%	100.0%	99.9%	99.8%	99.8%	99.7%	99.8%	99.8%	99.9%	99.8%	99.9%	99.8%	99.9%	99.8%	99.9%	99.9%
Producción acumulada de gas		m m mpc															
Cartera		984	181	353	493	604	695	768	824	863	895	919	937	953	966	975	984
FEL (Definición)		984	181	353	493	604	695	768	824	864	895	919	939	953	966	976	984
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Desviación Cartera/FEL		100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera		23	13	8	2												
FEL (Definición)		23	13	8	2												
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	-2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	100.0%	100.0%	200.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera		25	2	2	2	2	6	3	2	1	1	1	0	1	1	0	1
FEL (Definición)		22	3	2	2	2	6	3	1	1	1	1	0	1	1	0	1
Diferencia FEL-Cartera		-3	1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	-1	0	-1
Relación Cartera/FEL		114%	66.7%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	200.0%	200.0%	100.0%	200.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera		0															
FEL (Definición)		0															
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total		mmpesos															
Cartera		30,060	7,174	5,918	2,837	2,922	1,336	1,443	1,176	1,035	997	946	912	887	876	856	745
FEL (Definición)		29,330	6,846	5,649	2,707	2,822	1,336	1,443	1,176	1,035	996	946	911	886	876	856	745
Diferencia FEL-Cartera		-730	-328	-269	-130	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0	0	0
Relación Cartera/FEL		102.5%	104.8%	104.8%	104.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.1%	100.0%	100.1%	100.1%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión estratégica		mmpesos															
Cartera		18,154	6,060	4,954	1,810	2,022	472	606	386	256	244	222	216	239	238	234	194
FEL (Definición)		17,987	5,783	4,728	1,727	2,022	472	606	386	256	244	222	216	239	238	234	194
Diferencia FEL-Cartera		-587	-277	-226	-83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		103%	104.8%	104.8%	104.8%	100.0%	100.0%	99.9%	100.1%	100.2%	100.1%	100.2%	100.2%	100.1%	100.1%	100.1%	99.8%
Inversión Operacional		mmpesos															
Cartera		11,905	1,114	964	1,027	900	864	837	790	779	752	724	695	647	638	622	551
FEL (Definición)		11,763	1,063	921	980	900	864	837	790	779	752	724	695	647	638	622	551
Diferencia FEL-Cartera		-142	-51	-43	-47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		101%	104.8%	104.7%	104.8%	100.0%	100.1%	100.0%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Gasto de Operación		mmpesos															
Cartera		11,860	2,055	2,035	1,920	1,502	1,218	784	582	415	337	255	212	182	147	116	100
FEL (Definición)		11,860	2,055	2,035	1,920	1,502	1,218	784	582	415	337	255	212	182	147	116	100
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.1%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	100.3%	100.4%	100.2%



HORIZONTE 2012-2026		Antes de Impuestos
VPN		
Cartera		280,842
FEL (Definición)		257,909
Diferencia FEL-Cartera		-22,932
Relación Cartera/FEL		108.9%
VPI		
Cartera		21,397
FEL (Definición)		20,727
Diferencia FEL-Cartera		-670
Relación Cartera/FEL		103.2%
VPN/VPI		
Cartera		13.13
FEL (Definición)		12.44
Diferencia FEL-Cartera		-1
Relación Cartera/FEL		105.5%

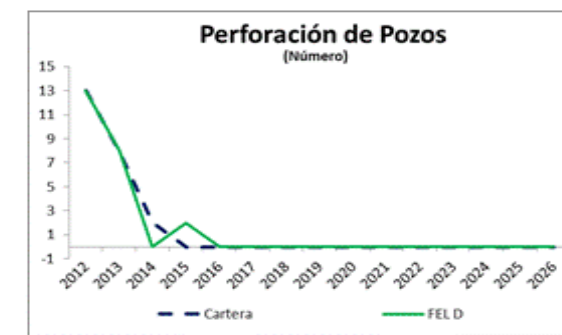
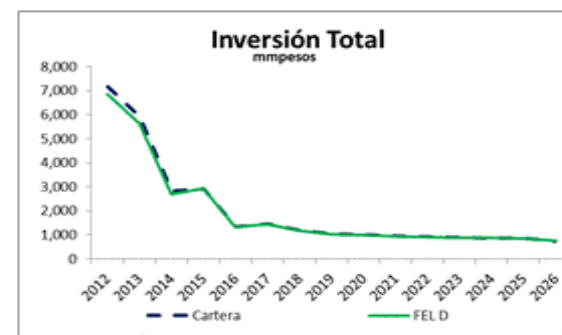
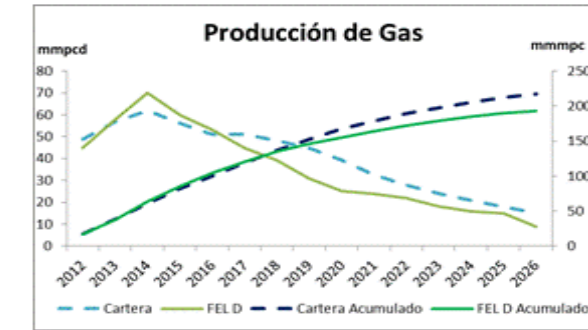
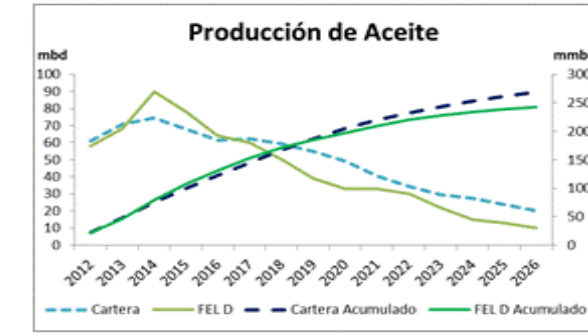


Figura 4.10. Datos y Gráficas del Proyecto J

HORIZONTE 2012-2026		Total	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de crudo		mbd															
Cartera		61	71	74	68	61	62	59	55	49	41	34	30	28	24	20	
FEL III (Definición)		58	68	90	78	64	60	50	39	33	30	22	15	13	10		
Diferencia FEL-Cartera		-3	-3	16	10	3	-2	-9	-16	-16	-8	-4	-8	-13	-11	-10	
Relación Cartera/FEL		105.1%	104.4%	82.6%	86.9%	95.9%	103.7%	118.3%	141.0%	148.9%	123.0%	114.9%	134.8%	184.1%	182.0%	202.0%	
Producción de gas		mmpc															
Cartera		49	57	62	58	51	51	48	45	39	33	28	24	21	18	15	
FEL III (Definición)		45	58	70	60	53	45	39	31	25	24	22	18	16	15	9	
Diferencia FEL-Cartera		-4	1	8	4	2	-6	-9	-14	-14	-9	-6	-6	-5	-3	-6	
Desviación Cartera/FEL		108.2%	97.9%	88.3%	93.4%	96.3%	113.5%	123.8%	144.6%	157.2%	135.8%	126.6%	132.9%	130.6%	118.6%	168.6%	
Producción acumulada de crudo		mmb															
Cartera		289	22	48	75	100	122	145	187	187	205	220	232	243	253	282	289
FEL III (Definición)		242	21	48	79	107	131	153	171	185	197	209	220	228	234	238	242
Diferencia FEL-Cartera		-27	-1	-2	4	7	8	7	4	-2	-8	-10	-12	-15	-19	-23	-27
Desviación Cartera/FEL		112.2%	105.1%	104.7%	95.5%	93.2%	93.7%	95.1%	97.6%	101.0%	103.9%	105.0%	105.5%	106.5%	108.3%	109.8%	112.2%
Producción acumulada de gas		mmmpc															
Cartera		218	18	39	61	82	100	119	138	153	167	179	189	198	206	212	218
FEL III (Definición)		193	16	38	63	85	104	121	135	146	155	164	172	175	185	190	193
Diferencia FEL-Cartera		-24	-1	-1	2	4	4	2	-1	-6	-12	-15	-17	-19	-21	-22	-24
Desviación Cartera/FEL		112.5%	108.2%	102.4%	96.7%	95.8%	95.9%	98.3%	101.0%	104.4%	107.5%	109.0%	109.8%	110.7%	111.3%	111.5%	112.5%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera		20	6	5	3	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)		19	4	7	4	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		-1	-2	2	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		105%	150.0%	71.4%	75.0%	150.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera		13	2	0	0	1	1	1	0	1	1	1	2	1	1	0	1
FEL III (Definición)		13	2	1	1	0	1	0	1	2	2	2	0	0	0	0	1
Diferencia FEL-Cartera		0	0	1	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0
Relación Cartera/FEL		100%	100.0%	0.0%	0.0%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	50.0%	50.0%	100.0%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera		74	2	3	4	4	11	9	4	7	10	8	3	0	6	3	
FEL III (Definición)		79	1	3	3	7	6	11	9	4	7	9	5	3	2	6	3
Diferencia FEL-Cartera		5	1	1	0	3	2	0	0	0	0	-1	-3	0	2	0	0
Relación Cartera/FEL		94%	0.0%	66.7%	100.0%	57.1%	66.7%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	111.1%	160.0%	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%
Inversión total		mmpesos															
Cartera		52,249	6,336	4,971	3,906	4,554	5,106	4,645	4,096	3,783	2,431	3,260	2,427	1,895	1,462	1,828	1,551
FEL III (Definición)		48,857	10,644	6,164	3,832	3,827	3,087	3,722	2,883	1,903	2,918	3,417	2,038	1,155	878	1,351	1,041
Diferencia FEL-Cartera		-3,392	4,307	1,194	-75	-727	-2,019	-922	-1,212	-1,880	487	157	-391	-739	-586	-477	-510
Relación Cartera/FEL		106.9%	59.5%	80.6%	102.0%	119.0%	165.4%	124.8%	142.0%	198.8%	83.3%	95.4%	119.2%	164.0%	166.9%	135.3%	148.9%
Inversión estratégica		mmpesos															
Cartera		28,821	5,481	3,232	2,284	2,311	3,163	2,148	2,032	1,629	605	741	932	723	534	524	282
FEL III (Definición)		44,122	10,278	5,281	3,589	3,512	2,771	3,412	2,598	1,805	2,880	2,951	1,810	891	698	1,204	887
Diferencia FEL-Cartera		17,501	4,797	2,049	1,285	1,201	-392	1,264	564	-24	2,075	2,209	877	168	162	680	585
Relación Cartera/FEL		60%	53.3%	61.2%	64.0%	65.8%	114.1%	63.0%	78.3%	101.5%	22.6%	25.1%	51.5%	81.1%	76.8%	43.5%	32.5%
Inversión Operacional		mmpesos															
Cartera		25,828	855	1,739	1,822	2,244	1,943	2,497	2,064	2,154	1,826	2,519	1,494	1,172	927	1,304	1,268
FEL III (Definición)		4,735	365	884	263	316	316	311	287	297	238	487	226	264	180	148	174
Diferencia FEL-Cartera		-20,893	-490	-855	-1,360	-1,928	-1,627	-2,186	-1,777	-1,856	-1,588	-2,052	-1,268	-908	-748	-1,157	-1,095
Relación Cartera/FEL		541%	234.1%	196.8%	617.1%	710.5%	614.6%	804.1%	718.3%	724.5%	766.0%	539.7%	660.9%	443.6%	516.3%	884.0%	731.0%
Gasto de Operación		mmpesos															
Cartera		7,594	631	719	732	645	620	678	640	587	524	425	341	293	296	256	207
FEL III (Definición)		7,485	728	939	879	801	659	528	459	455	383	410	288	324	273	256	307
Diferencia FEL-Cartera		-109	95	220	-53	156	39	-151	-180	-133	-141	-15	-53	31	-23	0	100
Relación Cartera/FEL		101%	87.0%	76.6%	107.8%	80.5%	94.1%	128.6%	139.3%	129.2%	136.7%	103.7%	118.6%	90.6%	108.4%	99.9%	67.5%



HORIZONTE: 2012-2026		Antes de Impuestos
VPN		mmpesos
Cartera		138,916
FEL III (Definición)		131,122
Diferencia (FEL-Cartera)		-7,794
Relación (Cartera/FEL)		105.9%
VPI		
Cartera		31,391
FEL III (Definición)		37,140
Diferencia (FEL-Cartera)		5,749
Relación (Cartera/FEL)		84.5%
VPN/VPI		
Cartera		4.43
FEL III (Definición)		3.53
Diferencia (FEL-Cartera)		-0.9
Relación (Cartera/FEL)		125.3%

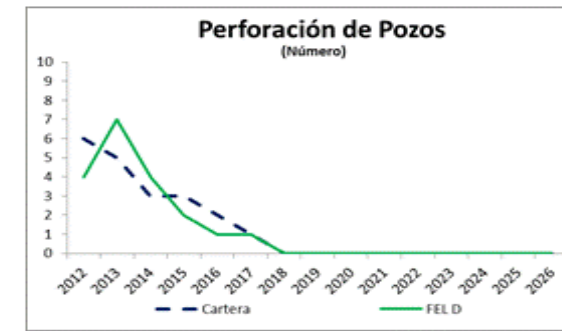
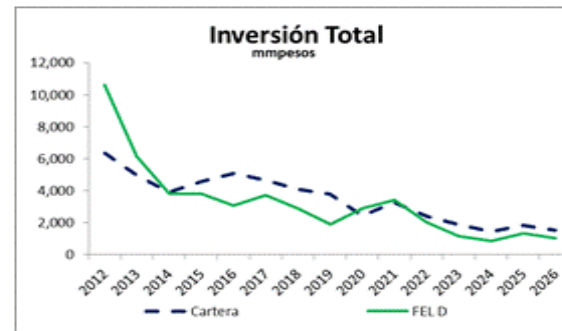
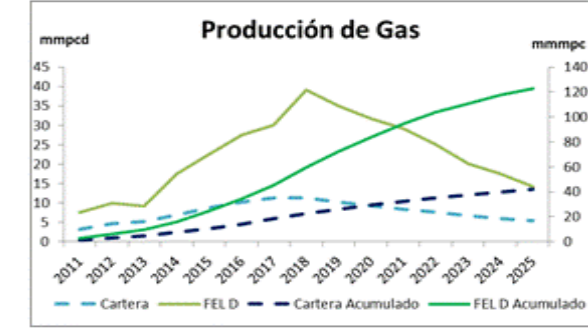
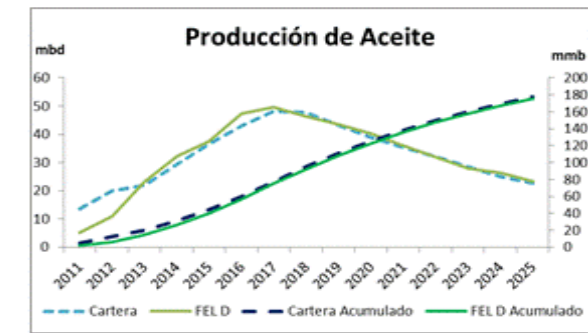


Figura 4.11. Datos y Gráficas del Proyecto K

HORIZONTE 2011-2025		Total	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Producción de crudo		m bd															
Cartera		14	20	22	29	37	43	48	48	43	39	35	32	28	25	23	
FEL III (Definición)		5	11	23	32	38	47	50	46	44	40	36	32	28	26	23	
Diferencia FEL-Cartera		-8	-9	1	3	1	4	1	-2	0	1	1	0	-1	1	1	
Relación Cartera/FEL		263.1%	181.5%	95.3%	91.2%	97.7%	90.7%	97.5%	103.4%	99.3%	97.0%	97.9%	99.9%	102.3%	94.8%	97.3%	
Producción de gas		m mpc															
Cartera		3	5	5	7	9	10	11	11	10	9	8	8	7	6	5	
FEL III (Definición)		8	10	9	18	22	28	30	39	35	32	29	25	20	18	14	
Diferencia FEL-Cartera		4	5	4	11	14	17	19	28	25	23	21	17	13	12	9	
Desviación Cartera/FEL		42.6%	47.1%	56.4%	39.5%	38.6%	36.8%	37.9%	28.8%	29.2%	29.0%	28.5%	30.1%	33.6%	33.5%	37.6%	
Producción acumulada de crudo		m mb															
Cartera		177	5	12	20	31	44	60	78	95	111	125	138	150	160	169	177
FEL III (Definición)		178	2	6	14	26	40	57	75	92	108	123	136	147	158	167	176
Diferencia FEL-Cartera		-2	-3	-6	-6	-5	-5	-3	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-3	-2	-2
Desviación Cartera/FEL		101.0%	263.1%	207.6%	141.5%	118.9%	111.6%	105.3%	103.4%	103.4%	102.8%	102.1%	101.7%	101.5%	101.6%	101.2%	101.0%
Producción acumulada de gas		m mmpc															
Cartera		42	1	3	5	7	10	14	18	22	26	30	33	35	38	40	42
FEL III (Definición)		123	3	6	10	16	24	34	45	60	72	84	95	104	111	117	123
Diferencia FEL-Cartera		81	2	4	5	9	14	20	27	37	46	54	62	68	73	78	81
Desviación Cartera/FEL		34.1%	42.6%	45.2%	49.0%	45.3%	43.0%	41.2%	40.4%	37.6%	36.1%	35.1%	34.4%	34.0%	34.0%	34.0%	34.1%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera		7	1	0	1	1	2	1	1								
FEL III (Definición)		11	1	2	3	2	1	1	1								
Diferencia FEL-Cartera		4	0	2	2	1	-1	0	0								
Relación Cartera/FEL		64%	100.0%	0.0%	33.3%	50.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera		0															
FEL III (Definición)		41	2	1	2	3	1	5	3	4	4	2	5	3	3	3	
Diferencia FEL-Cartera		41	0	2	1	2	3	1	5	3	4	4	2	5	3	3	3
Relación Cartera/FEL		0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera		19	0	0	0	2	1	0	1	0	4	3	1	1	0	3	3
FEL III (Definición)		18	0	0	0	0	2	1	1	0	2	3	3	1	0	2	3
Diferencia FEL-Cartera		-1	0	0	0	-2	1	1	0	0	-2	0	2	0	0	-1	0
Relación Cartera/FEL		106%	100.0%	100.0%	100.0%	200.0%	50.0%	0.0%	100.0%	100.0%	200.0%	100.0%	33.3%	100.0%	100.0%	150.0%	100.0%
Inversión total		mmpesos															
Cartera		14,814	1,535	3,177	943	1,282	1,030	791	774	303	985	734	523	569	443	900	826
FEL III (Definición)		9,486	1,343	3,239	683	660	1,217	638	639	626	61	47	74	61	60	75	60
Diferencia FEL-Cartera		-5,329	-191	62	-260	-622	187	-153	-134	323	-924	-687	-449	-508	-383	-825	-766
Relación Cartera/FEL		156.2%	114.2%	98.1%	138.0%	194.1%	84.6%	123.9%	121.0%	48.4%	1612.4%	1551.7%	706.0%	928.4%	735.3%	1198.5%	1369.3%
Inversión estratégica		mmpesos															
Cartera		8,014	1,378	3,003	796	727	710	612	394	39	66	46	60	44	46	59	35
FEL III (Definición)		9,185	1,294	3,181	633	647	1,212	633	620	55	41	55	41	41	55	41	
Diferencia FEL-Cartera		1,171	-84	178	-162	-79	502	21	240	580	-10	-5	-5	-3	-5	-4	6
Relación Cartera/FEL		87%	106.5%	94.4%	125.6%	112.3%	58.6%	96.6%	62.1%	6.3%	119.0%	111.9%	109.5%	106.2%	111.6%	107.0%	84.9%
Inversión Operacional		mmpesos															
Cartera		6,801	157	174	147	555	320	179	380	284	919	688	483	525	397	841	791
FEL III (Definición)		301	49	58	50	13	5	5	6	6	6	6	19	20	19	20	19
Diferencia FEL-Cartera		-6,500	-108	-116	-97	-542	-315	-174	-374	-258	-913	-682	-444	-505	-378	-821	-772
Relación Cartera/FEL		2259%	319.7%	300.4%	294.3%	4270.2%	6403.3%	3579.6%	6336.9%	4395.4%	15322.4%	11464.6%	2435.3%	2626.7%	2091.5%	4204.6%	4161.9%
Gasto de Operación		mmpesos															
Cartera		5,123	145	206	233	325	398	466	503	487	441	399	387	333	299	274	247
FEL III (Definición)		4,720	149	154	193	246	311	365	413	445	479	435	402	357	308	248	211
Diferencia FEL-Cartera		-403	3	-52	-41	-78	-87	-101	-90	-38	39	36	35	23	9	-26	-36
Relación Cartera/FEL		109%	97.7%	133.8%	121.0%	131.7%	127.9%	127.7%	121.8%	108.4%	92.0%	91.6%	91.2%	93.5%	97.0%	110.4%	117.3%



HORIZONTE: 2011-2025		Antes de Impuestos
VPN		mmpesos
Cartera		72,968
FEL III (Definición)		63,725
Diferencia (FEL - Cartera)		-9,243
Relación (Cartera/FEL)		114.5%
VPI		
Cartera		9,554
FEL III (Definición)		10,081
Diferencia (FEL - Cartera)		527
Relación (Cartera/FEL)		94.8%
VPN/VPI		
Cartera		7.64
FEL III (Definición)		6.32
Diferencia (FEL - Cartera)		-1.3
Relación (Cartera/FEL)		120.8%

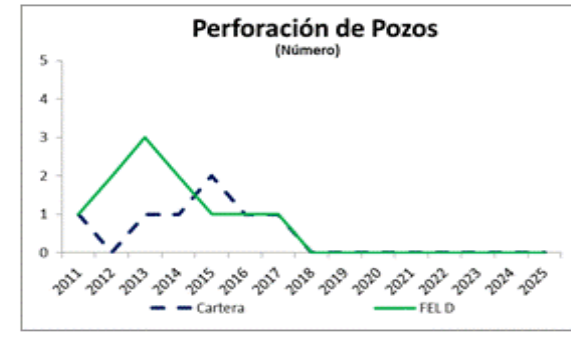
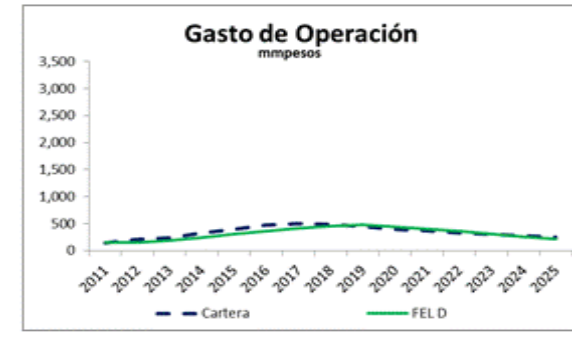
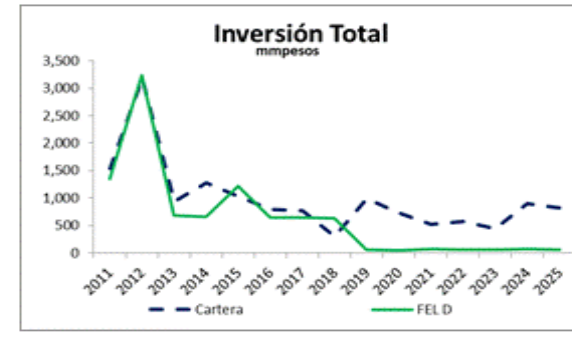
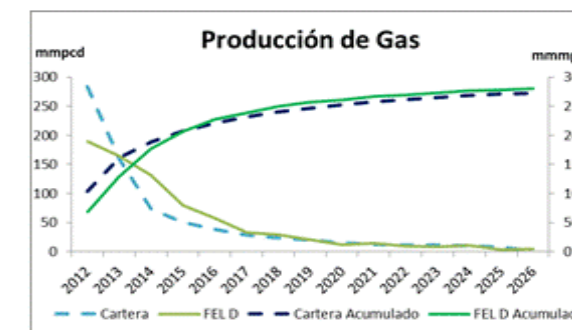
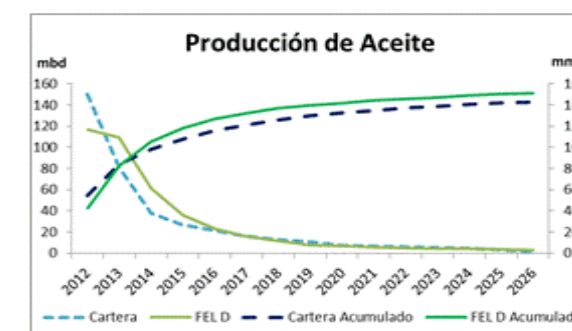


Figura 4.12. Datos y Gráficas del Proyecto L

HORIZONTE 2012-2026		Total	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de crudo		m bd															
Cartera			150	81	37	27	21	16	13	10	7	6	6	5	5	4	1
FEL (Definición)			117	110	62	36	23	15	12	7	7	6	5	4	5	4	3
Diferencia FEL-Cartera			-33	29	24	9	2	-1	-1	-3	-1	0	-1	-1	0	0	2
Relación Cartera/FEL			128.0%	73.9%	60.6%	74.3%	92.8%	103.6%	108.9%	141.9%	108.3%	108.1%	126.3%	122.6%	107.4%	91.3%	38.2%
Producción de gas		mm pc															
Cartera			284	160	73	51	38	28	24	20	15	13	12	11	10	7	1
FEL III (Definición)			189	165	132	79	57	32	29	20	12	15	9	9	10	4	5
Diferencia FEL-Cartera			-95	5	59	28	19	4	5	0	-3	2	-3	-2	0	-3	4
Desviación Cartera/FEL			150.1%	96.8%	55.3%	64.4%	66.7%	86.9%	82.7%	98.5%	123.1%	88.1%	128.0%	124.1%	97.8%	184.5%	19.6%
Producción acumulada de crudo		m mb															
Cartera			143	55	84	98	108	116	121	126	130	133	135	137	139	141	143
FEL III (Definición)			152	43	83	105	118	127	133	137	140	142	144	146	147	149	152
Diferencia FEL-Cartera			9	-12	-2	7	11	11	11	10	9	9	9	8	8	8	9
Desviación Cartera/FEL			94.0%	128.0%	101.9%	93.0%	91.0%	91.1%	91.6%	92.2%	93.1%	93.4%	93.6%	94.0%	94.3%	94.4%	94.0%
Producción acumulada de gas		mm mpc															
Cartera			272	104	162	188	207	221	231	240	247	253	257	262	266	269	272
FEL III (Definición)			280	69	129	177	206	227	236	249	257	261	266	270	273	277	280
Diferencia FEL-Cartera			8	-35	-33	-11	-1	6	8	9	10	9	9	8	7	8	8
Desviación Cartera/FEL			97.2%	150.1%	125.2%	106.3%	100.4%	97.3%	96.8%	96.2%	96.3%	96.7%	96.5%	96.9%	97.3%	97.3%	97.2%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera			2	2													
FEL III (Definición)			4	3	1												
Diferencia FEL-Cartera			2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL			50%	66.7%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera			8	2	1	2		1									
FEL III (Definición)			5	3	2												
Diferencia FEL-Cartera			-1	1	1	-2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL			120%	66.7%	50.0%	200.0%	100.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera			0														
FEL III (Definición)			0														
Diferencia FEL-Cartera			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL			100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total		mm pesos															
Cartera			16,762	3,780	1,784	1,820	1,299	1,574	1,730	855	857	861	589	362	264	265	291
FEL (Definición)			14,590	3,662	2,009	1,428	1,176	1,319	1,641	616	469	393	352	377	249	245	228
Diferencia FEL-Cartera			-2,172	-118	225	-392	-123	-255	-89	-240	-388	-468	-237	15	-16	-20	-63
Relación Cartera/FEL			114.9%	103.2%	88.8%	127.5%	110.4%	119.3%	105.5%	139.0%	182.8%	219.3%	167.3%	96.0%	106.3%	108.1%	127.8%
Inversión estratégica		mm pesos															
Cartera			6,308	1,367	531	705	491	767	928	155	150	281	140	39	33	33	33
FEL (Definición)			3,715	1,124	488	471	320	544	708								
Diferencia FEL-Cartera			-2,593	-863	-43	-234	-171	-223	-160	-155	-150	-281	-140	-39	-33	-33	-33
Relación Cartera/FEL			170%	176.8%	108.8%	149.7%	153.4%	140.9%	120.8%								
Inversión Operacional		mm pesos															
Cartera			10,454	1,793	1,253	1,116	808	808	802	700	706	580	448	323	231	232	258
FEL (Definición)			10,875	2,538	1,521	957	856	775	873	616	469	393	352	377	249	245	228
Diferencia FEL-Cartera			421	744	269	-159	48	-32	71	-85	-237	-187	-96	54	17	13	-30
Relación Cartera/FEL			96%	70.7%	82.3%	116.6%	94.4%	104.2%	91.9%	113.7%	150.7%	147.6%	127.4%	85.7%	93.0%	94.5%	113.2%
Gasto de Operación		mm pesos															
Cartera			9,090	2,348	1,530	818	756	712	583	509	398	339	294	284	190	179	170
FEL (Definición)			11,705	1,856	1,512	1,084	998	987	896	834	719	857	584	363	312	267	156
Diferencia FEL-Cartera			2,615	-490	-18	266	242	275	315	325	518	290	99	122	108	86	156
Relación Cartera/FEL			78%	126.4%	101.2%	75.5%	75.8%	72.1%	64.9%	61.0%	55.3%	39.6%	50.3%	72.7%	61.0%	62.3%	66.4%



HORIZONTE 2012-2026		Antes de Impuestos
VPN		
Cartera		115,530
FEL III (Definición)		130,372
Diferencia FEL-Cartera		14,842
Relación Cartera/FEL		88.6%
VPI		
Cartera		11,527
FEL III (Definición)		11,389
Diferencia FEL-Cartera		-138
Relación Cartera/FEL		101.2%
VPN/VPI		
Cartera		10.02
FEL III (Definición)		11.40
Diferencia FEL-Cartera		1
Relación Cartera/FEL		87.9%

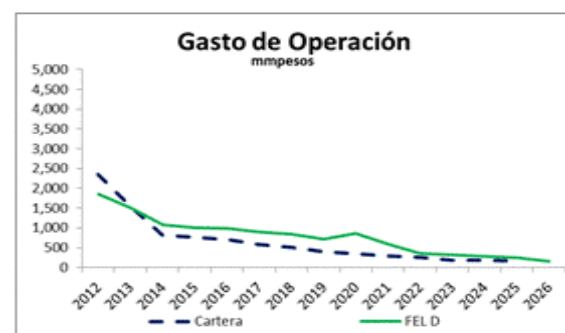
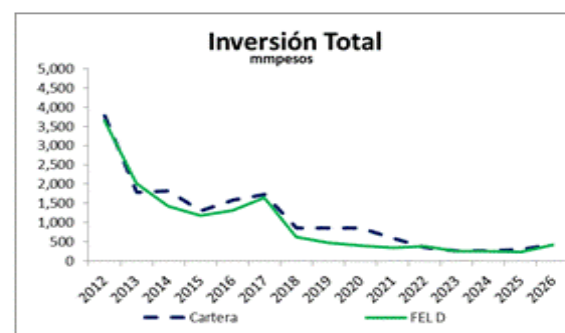
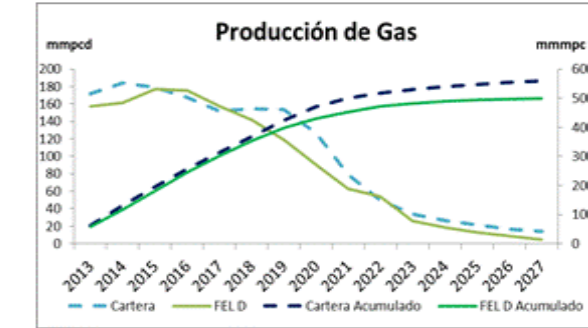
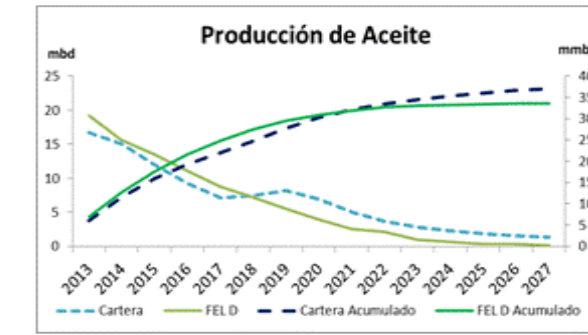


Figura 4.13. Datos y Gráficas del Proyecto M

HORIZONTE 2013-2027		Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de crudo		m bd															
Cartera		17	15	12	9	7	8	8	7	5	4	3	2	2	2	1	
FEL II (Definición)		19	16	14	11	9	7	8	4	3	2	1	1	0	0	0	
Diferencia FEL-Cartera		2	1	1	2	2	0	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	
Relación Cartera/FEL		87.2%	96.6%	89.1%	83.5%	81.1%	104.2%	149.2%	178.0%	195.6%	176.3%	286.2%	329.7%	477.0%	522.9%	1298.9%	
Producción de gas		m mpc															
Cartera		172	184	180	188	152	154	154	127	79	50	34	28	21	17	14	
FEL II (Definición)		157	181	177	175	157	142	119	91	63	54	28	19	13	9	5	
Diferencia FEL-Cartera		-15	-23	-3	8	5	-13	-35	-36	-16	4	-8	-7	-8	-8	-9	
Desviación Cartera/FEL		109.4%	114.1%	101.4%	95.7%	96.8%	109.0%	129.9%	139.9%	125.0%	91.7%	130.1%	137.9%	163.9%	190.3%	293.7%	
Producción acumulada de crudo		m mb															
Cartera		37	6	12	16	19	22	25	28	30	32	33	35	36	37	37	
FEL II (Definición)		34	7	13	18	22	25	28	30	31	32	33	33	33	34	34	
Diferencia FEL-Cartera		-4	1	1	2	2	3	3	2	1	0	-1	-1	-2	-3	-4	
Desviación Cartera/FEL		110.5%	87.2%	91.4%	90.8%	89.4%	88.3%	89.9%	93.9%	97.8%	100.7%	102.4%	104.5%	106.2%	107.8%	109.2%	110.5%
Producción acumulada de gas		m m mpc															
Cartera		559	63	130	198	257	312	369	425	471	500	518	530	540	548	554	559
FEL II (Definición)		499	57	116	181	245	302	354	397	430	453	473	483	490	494	498	499
Diferencia FEL-Cartera		-60	-5	-14	-15	-12	-10	-15	-28	-41	-47	-45	-48	-50	-53	-56	-60
Desviación Cartera/FEL		112.0%	109.4%	111.8%	108.1%	104.8%	103.3%	104.1%	106.9%	109.5%	110.3%	109.5%	109.9%	110.3%	110.8%	111.3%	112.0%
Perforación de pozos		Unidad															
Cartera		5	0	0	0	0	1	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0
FEL II (Definición)		5	1	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		0	1	1	1	2	-1	-1	-2	-1	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores		Unidad															
Cartera		6	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL II (Definición)		6	1	1	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera		0	-4	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100.0%	500.0%	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores		Unidad															
Cartera		0															
FEL II (Definición)		0															
Diferencia FEL-Cartera		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total		m m pesos															
Cartera		8,928	562	408	259	202	875	1,565	3,224	1,074	158	122	93	127	95	66	
FEL II (Definición)		5,710	0	2,191	1,858	1,405	36	49	27	38	23	15	23	7	22	7	11
Diferencia FEL-Cartera		-3,215	-562	-1,783	-1,599	-1,203	-837	-1,516	-3,197	-1,036	-135	-107	-71	-121	-74	-89	-55
Relación Cartera/FEL		156.3%	-	18.6%	13.9%	14.4%	2327.3%	3219.5%	12074.6%	2848.7%	694.4%	829.8%	410.6%	1899.6%	438.8%	1425.0%	613.4%
Inversión e estratégica		m m pesos															
Cartera		6,928	341	197	76	24	711	1,404	3,096	948	37	15	12	17	16	12	22
FEL II (Definición)		2,381	0	878	713	705	11	11	11	22	11			11			
Diferencia FEL-Cartera		-4,567	-341	-681	-636	-681	-711	-1,393	-3,085	-926	-26	-15	-12	-17	-5	-12	-22
Relación Cartera/FEL		293%	-	22.4%	10.7%	3.5%	12765.3%	28148.6%	4308.4%	339.6%	-	-	-	142.7%	-	-	-
Inversión Operacional		m m pesos															
Cartera		1,998	221	211	183	177	164	160	128	128	120	107	81	110	80	84	44
FEL II (Definición)		3,349		1,313	1,146	700	38	38	16	15	12	7	23	7	11	7	11
Diferencia FEL-Cartera		1,352	-221	-1,102	-963	-522	-127	-123	-112	-110	-109	-92	-59	-104	-69	-77	-33
Relación Cartera/FEL		60%	-	16.1%	15.0%	25.4%	436.9%	426.9%	812.6%	803.2%	1028.0%	728.2%	358.9%	1648.8%	743.1%	1252.8%	408.9%
Gasto de Operación		m m pesos															
Cartera		12,789	1,810	1,843	2,034	1,800	1,560	1,306	983	532	285	212	194	152	114	87	59
FEL II (Definición)		9,158		1,429	1,552	1,704	1,475	1,126	734	429	274	123	93	74	59	48	38
Diferencia FEL-Cartera		-3,611	-1,610	-414	-482	-96	-85	-180	-249	-103	-11	-89	-101	-78	-55	-39	-21
Relación Cartera/FEL		139%	-	129.0%	131.1%	105.6%	105.8%	116.0%	133.9%	124.0%	104.0%	172.5%	208.4%	205.5%	192.5%	180.6%	154.7%



HORIZONTE: 2013-2027		Antes de Impuestos
VPN		mmpesos
Cartera		41,904
FEL III (Definición)		40,955
Diferencia (FEL-Cartera)		-1,009
Relación (Cartera/FEL)		102.5%
VPI		
Cartera		5,365
FEL III (Definición)		6,359
Diferencia (FEL-Cartera)		994
Relación (Cartera/FEL)		84.4%
VPN/VPI		
Cartera		7.82
FEL III (Definición)		6.40
Diferencia (FEL-Cartera)		-1.4
Relación (Cartera/FEL)		122.2%

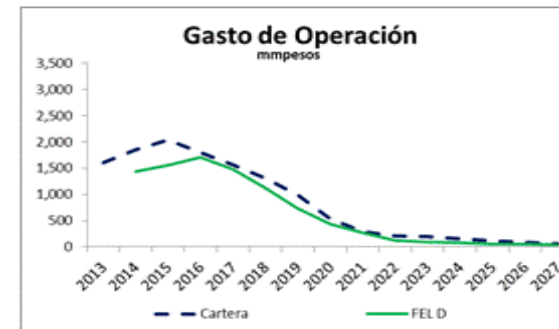
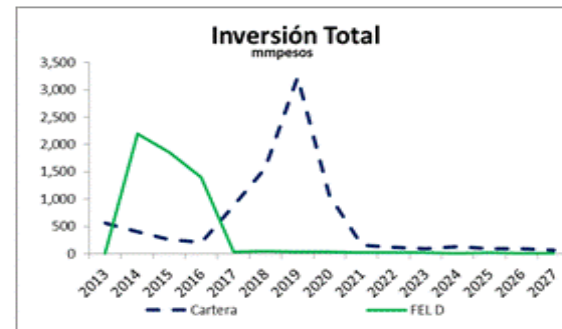
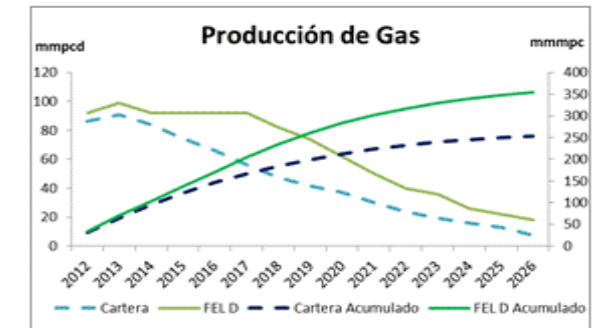
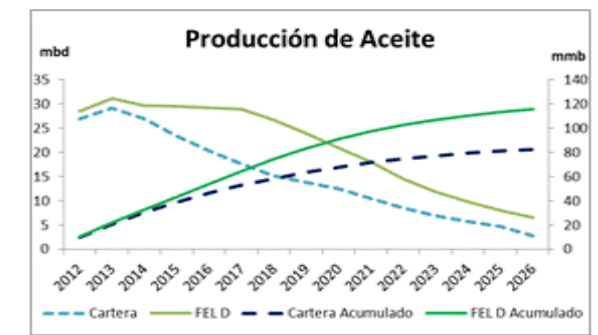


Figura 4.14. Datos y Gráficas del Proyecto N

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS PROYECTOS

HORIZONTE 2012-2026	Total	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de crudo	mbd															
Cartera	27	29	27	23	20	18	15	14	13	11	8	7	6	5	3	
FEL III (Definición)	29	31	30	30	29	29	27	24	21	18	15	12	10	8	7	
Diferencia FEL-Cartera	2	2	3	6	9	11	11	10	8	7	6	5	4	3	4	
Relación Cartera/FEL	94.7%	93.5%	90.8%	79.4%	69.3%	60.8%	57.0%	57.3%	59.6%	58.4%	58.6%	58.2%	58.3%	59.2%	42.7%	
Producción de gas	mmmpc															
Cartera	88	91	84	74	68	58	47	42	37	30	24	19	16	13	8	
FEL III (Definición)	92	99	92	92	92	92	82	74	62	50	40	38	28	22	18	
Diferencia FEL-Cartera	6	8	8	18	26	36	35	32	25	20	16	17	10	9	10	
Desviación Cartera/FEL	93.7%	91.6%	91.3%	80.7%	71.5%	61.3%	57.6%	56.3%	59.5%	60.3%	59.9%	53.4%	60.2%	58.6%	42.4%	
Producción acumulada de crudo	mmb															
Cartera	82	10	21	30	39	48	53	58	63	68	72	75	77	79	81	82
FEL III (Definición)	118	10	22	33	43	54	65	74	83	91	97	103	107	111	114	118
Diferencia FEL-Cartera	34	1	1	2	4	8	12	16	20	23	26	28	30	31	32	34
Desviación Cartera/FEL	70.9%	94.7%	94.1%	93.0%	89.6%	85.6%	81.6%	78.3%	76.1%	74.7%	73.6%	72.9%	72.3%	71.8%	71.5%	70.9%
Producción acumulada de gas	m mmpc															
Cartera	253	31	65	95	122	148	167	184	200	213	224	233	240	245	250	253
FEL III (Definición)	354	34	70	103	137	171	204	234	261	284	302	317	330	339	347	354
Diferencia FEL-Cartera	101	2	5	8	15	24	37	50	62	71	78	84	90	94	97	101
Desviación Cartera/FEL	71.5%	93.7%	92.6%	92.2%	89.4%	85.8%	81.8%	78.7%	76.4%	75.1%	74.2%	73.5%	72.7%	72.4%	72.0%	71.5%
Perforación de pozos	Unidad															
Cartera	7	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)	9	5	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL	78%	80.0%	75.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores	Unidad															
Cartera	22	5	5	4	2	1	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)	31	1	4	3	5	6	6	3	3	1	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera	9	-4	-1	-1	3	4	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL	71%	500.0%	125.0%	133.3%	40.0%	20.0%	16.7%	66.7%	66.7%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores	Unidad															
Cartera	20	2	1	2	2	3	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0
FEL III (Definición)	11	3	1	1	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diferencia FEL-Cartera	-9	1	0	-1	0	-1	-2	-3	-2	-1	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL	182%	66.7%	100.0%	200.0%	100.0%	150.0%	200.0%	200.0%	200.0%	200.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Inversión total	mmpesos															
Cartera	11,583	2,461	1,789	698	528	778	623	556	567	555	522	496	559	495	495	481
FEL III (Definición)	4,215	1,720	1,288	269	143	107	137	84	84	63	69	62	59	48	59	53
Diferencia FEL-Cartera	-7,367	-741	-501	-429	-385	-671	-486	-472	-483	-492	-453	-444	-500	-447	-436	-428
Relación Cartera/FEL	274.8%	143.1%	139.5%	259.4%	369.6%	727.0%	454.7%	661.9%	675.4%	880.5%	755.9%	953.2%	947.3%	1031.3%	839.7%	907.0%
Inversión estratégica	mmpesos															
Cartera	7,598	2,098	1,273	373	248	528	353	311	329	325	296	299	292	300	291	283
FEL III (Definición)	0															
Diferencia FEL-Cartera	-7,598	-2,098	-1,273	-373	-248	-528	-353	-311	-329	-325	-296	-299	-292	-300	-291	-283
Relación Cartera/FEL																
Inversión Operacional	mmpesos															
Cartera	3,984	363	496	325	280	249	270	245	238	230	228	197	267	195	205	198
FEL III (Definición)	0															
Diferencia FEL-Cartera	-3,984	-363	-496	-325	-280	-249	-270	-245	-238	-230	-226	-197	-267	-195	-205	-198
Relación Cartera/FEL																
Gasto de Operación	mmpesos															
Cartera	10,579	1,597	1,354	1,331	1,138	992	840	604	556	516	392	332	288	250	222	188
FEL III (Definición)	11,909	1,428	1,477	1,288	1,144	1,059	999	893	809	687	556	452	369	300	245	203
Diferencia FEL-Cartera	1,330	-169	123	-43	6	67	159	289	253	171	164	120	83	50	23	35
Relación Cartera/FEL	89%	111.8%	91.7%	103.3%	99.5%	93.7%	84.1%	67.6%	68.7%	75.1%	70.6%	73.5%	77.5%	83.4%	90.7%	82.6%



HORIZONTE: 2012-2026	Antes de Impuestos
VPN	mmpesos
Cartera	64,878
FEL III (Definición)	56,486
Diferencia (FEL-Cartera)	-8,393
Relación (Cartera/FEL)	114.9%
VPI	
Cartera	7,431
FEL III (Definición)	5,638
Diferencia (FEL-Cartera)	-1,793
Relación (Cartera/FEL)	131.8%
VPN/VPI	
Cartera	9.00
FEL III (Definición)	10.0
Diferencia (FEL-Cartera)	1.0
Relación (Cartera/FEL)	90.0%

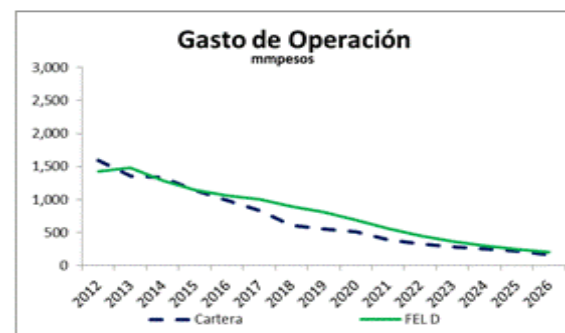
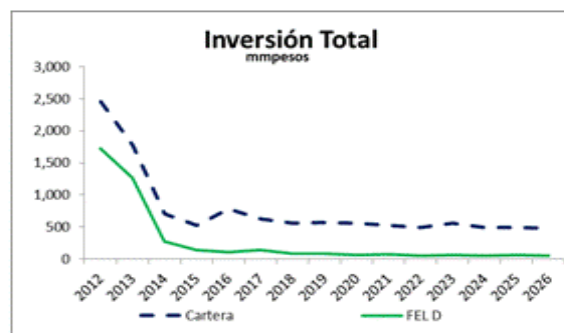
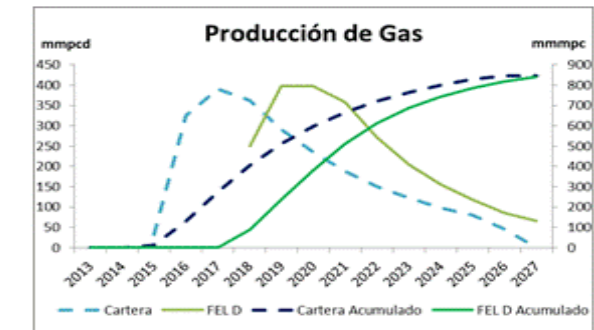
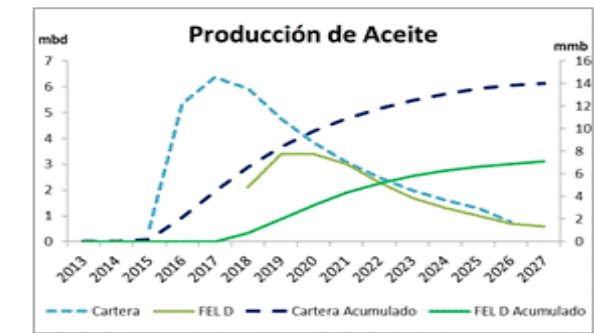


Figura 4.15. Datos y Gráficas del Proyecto O

HORIZONTE 2013-2027	Total	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de crudo																
Cartera	m bd			1	5	6	6	5	4	3	2	2	2	1	1	
FEL II (Definición)							2	3	3	3	2	2	1	1	1	1
Diferencia FEL-Cartera		0	0	-1	-5	-6	-4	-1	0	0	0	0	0	0	0	1
Relación Cartera/FEL							282.0%	140.0%	112.7%	102.6%	107.3%	117.7%	123.8%	129.4%	106.3%	0.0%
Producción de gas																
Cartera	m mpc			33	326	390	382	291	235	188	151	122	98	79	46	0
FEL II (Definición)							250	398	398	358	272	204	155	118	87	87
Diferencia FEL-Cartera		0	0	-33	-326	-390	-112	107	163	169	121	82	57	39	41	67
Desviación Cartera/FEL							144.8%	73.2%	58.9%	52.7%	55.5%	59.9%	63.5%	66.9%	52.6%	0.0%
Producción acumulada de crudo																
Cartera	m mb	14	0	0	2	4	7	8	10	11	12	13	13	14	14	14
FEL II (Definición)		7	0	0	0	0	1	2	3	4	5	6	6	7	7	7
Diferencia FEL-Cartera		-7	0	0	0	-2	-4	-6	-6	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7
Desviación Cartera/FEL		196.7%					864.1%	416.5%	300.5%	250.6%	227.4%	215.6%	208.7%	204.3%	200.7%	196.7%
Producción acumulada de gas																
Cartera	m mmpc	847	0	12	131	273	405	512	597	666	721	766	802	830	847	847
FEL II (Definición)		842	0	0	0	0	91	237	382	512	612	686	743	766	818	842
Diferencia FEL-Cartera		-5	0	0	-12	-131	-273	-314	-275	-215	-154	-109	-79	-59	-44	-29
Desviación Cartera/FEL		100.6%					443.7%	216.2%	156.4%	130.0%	117.9%	111.6%	107.9%	105.7%	103.6%	100.6%
Perforación de pozos																
Cartera	Unidad	7	5	2												
FEL II (Definición)		6	2	4												
Diferencia FEL-Cartera		-1	-5	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		117%	200.0%	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones mayores																
Cartera	Unidad	0														
FEL II (Definición)		4					1	1	1	1	1					
Diferencia FEL-Cartera		4	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Reparaciones menores																
Cartera	Unidad	0														
FEL II (Definición)		7														7
Diferencia FEL-Cartera		7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
Relación Cartera/FEL		0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	0.0%
Inversión total																
Cartera	m mpesos	24,971	2,928	11,151	5,529	749	271	564	524	531	555	354	328	91	39	1,356
FEL II (Definición)		26,504	776	6,288	10,734	4,417	248	516	470	486	508	324	300	83	38	1,240
Diferencia FEL-Cartera		1,533	-2,152	-4,863	5,205	3,668	-23	-49	-54	-46	-48	-30	-28	-8	-3	-117
Relación Cartera/FEL		94.2%	377.3%	177.3%	51.5%	16.9%	109.4%	109.4%	111.5%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	0.0%
Inversión estratégica																
Cartera	m mpesos	19,447	2,550	10,936	5,397	555		10								
FEL II (Definición)		20,888	382	5,847	10,359	4,288										
Diferencia FEL-Cartera		1,439	-2,168	-5,089	4,962	3,743	0	0	-10	0	0	0	0	0	0	0
Relación Cartera/FEL		93%	667.4%	187.0%	52.1%	12.9%										
Inversión Operacional																
Cartera	m mpesos	5,524	378	216	133	193	271	564	514	531	555	354	328	91	39	1,356
FEL II (Definición)		5,537	394	441	375	119	248	516	470	486	508	324	300	83	38	1,240
Diferencia FEL-Cartera		14	16	225	242	-74	-23	-49	-44	-46	-48	-30	-28	-8	-3	-117
Relación Cartera/FEL		100%	95.9%	48.9%	35.4%	162.3%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	109.4%	0
Gasto de Operación																
Cartera	m mpesos	4,237	42	49	153	662	661	718	583	415	282	172	153	123	123	123
FEL II (Definición)		4,402	45	49	45	455	710	711	640	494	375	291	228	174	140	41
Diferencia FEL-Cartera		165	3	0	-105	-206	49	-7	79	113	119	75	51	17	-82	0
Relación Cartera/FEL		96%	94.2%	99.9%	318.5%	145.2%	93.0%	101.0%	91.1%	84.0%	69.9%	59.1%	67.0%	70.6%	87.7%	299.4%



HORIZONTE 2013-2027	Antes de Impuestos
VPN	
Cartera	17,542
FEL III (Definición)	13,866
Diferencia FEL-Cartera	-3,676
Relación Cartera/FEL	126.5%
VPI	
Cartera	19,628
FEL III (Definición)	21,365
Diferencia FEL-Cartera	1,737
Relación Cartera/FEL	91.9%
VPN/VPI	
Cartera	0.89
FEL III (Definición)	0.65
Diferencia FEL-Cartera	0
Relación Cartera/FEL	137.7%

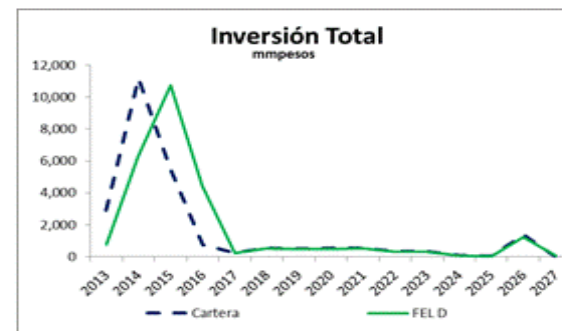


Figura 4.16. Datos y Gráficas del Proyecto P

A continuación se presenta un breve resumen de lo que se observa en las figuras de cada proyecto.

4.1 Proyecto A

En la Figura 4.1, el proyecto no muestra desviaciones mayores ($\pm 10\%$) en cuanto a las producciones acumuladas de aceite de y gas con respecto a la cartera, aunque a nivel de pronóstico de producción de aceite y gas la información de cartera esta sobrestimada y subestimado respectivamente con respecto a FEL, principalmente en la segunda mitad del horizonte. Si observamos año a año, la producción de aceite tiene una desviación relativa fuera de la franja del 10% a partir del 2020 con un cumplimiento superior al 115%; de igual forma la producción de gas presenta una desviación relativa fuera de la franja del 10% a partir del 2018 con un cumplimiento debajo del 90%; para los acumulados de aceite y para el caso del gas se mantiene dentro de la franja del 10%.

En lo que respecta a pozos y reparaciones el proyecto presenta fuertes desviaciones en los principales conceptos subestimando las reparaciones mayores y menores y sobrestimando la cantidad de perforaciones. Este dato no representa el incremento en las inversiones.

La actividad física más importante se observa en los primeros años del horizonte del proyecto, además de que no existe un reflejo en la actividad física de FEL de la perforación de pozos y reparación mayor en los pronósticos de producción de aceite.

Respecto a la inversión total prácticamente lo diseñado con lo reportado en cartera resulta igual, aunque la inversión estratégica reportada en Cartera sobrepasa lo diseñado en FEL, la inversión operacional está subestimada en Cartera. Se puede observar desviaciones grandes en inversiones estratégica (relación Cartera/FEL del

127%) y operacional (relación Cartera/FEL del 78%) con desviación relativa fuera de la franja al 10% respectivamente, pero no así en la inversión total (relación Cartera/FEL del 98%).

Es conveniente mencionar que en lo relativo a gastos de operación lo reportado en cartera sobrepasa significativamente a lo reportado en FEL. El gasto de operación presenta una desviación relativa superior al 100% y una relación Cartera/FEL del 257%.

4.2 Proyecto B

En la Figura 4.2, el proyecto no muestra desviaciones mayores ($\pm 10\%$) en cuanto a las producciones acumuladas de aceite de y gas de FEL, con respecto a la cartera, aunque a nivel de pronóstico de producción de aceite y gas la información de cartera esta sobrestimada y subestimado respectivamente con respecto a FEL, para los valores de aceite a partir del 2016 se encuentra por encima de los valores de FEL y para los de gas en los años del 2015-2022 los valores de cartera se encuentran por debajo de FEL. Sin contar los años extremos es cuando su desviación relativa se encuentra por encima de su franja de variación (± 10).

En cuanto a pozos y reparaciones el proyecto no presenta grandes desviaciones, solamente en las reparaciones menores, con una desviación relativa de 84%. Si los identificamos por cantidad FEL maneja más actividad física sobrestimando a Cartera en los primeros años.

En cuanto a los totales de inversión no se ve mucha variación, pues se encuentra en el rango de desviación. Para la inversión estratégica se muestra una desviación significativa a lo largo de todo el horizonte en los primeros años sobrestima Cartera por el doble, para posteriormente, a partir del año 2016 se invierte. En la inversión

operacional se encuentra en los rangos permisibles. Y para la inversión total presenta un comportamiento similar a la inversión estratégica, pues la inversión operacional aporta más en la segunda mitad del horizonte, para el caso de Cartera.

4.3 Proyecto C

En la Figura 4.3, el proyecto muestra desviaciones mayores ($\pm 10\%$) en cuanto a las producciones para el caso de aceite a partir del 2017 y para gas a partir del 2020 en cuanto a acumulado solo varía por encima del rango permisible aceite con una desviación relativa del 117%.

En cuanto a perforaciones y reparaciones, el proyecto presenta grandes desviaciones, para el caso de las perforaciones presenta una desviación relativa del 127%, en el caso de las reparaciones mayores una desviación relativa de 140%, y para reparaciones menores una desviación relativa 26%. Si los identificamos por cantidad FEL maneja menos actividad física que Cartera.

En cuanto a los totales de inversión se ve mucha variación, pues Cartera sobrestima a FEL en la mayoría excepto en gastos de operación. Para el caso de la inversión estratégica la mayoría del horizonte se encuentra fuera del rango y con una desviación relativa total del 114%. En la inversión operacional se encuentran de la misma manera que la estratégica solo que en esta parte su desviación relativa es mucho mayor, pues es del 172%. Y para la inversión total, los valores de Cartera sobrestiman a FEL a lo largo de todo el horizonte, con una desviación relativa del 141.4%.

4.4 Proyecto D

En la Figura 4.4, el proyecto aunque se encuentra fuera del rango ($\pm 10\%$), al observar sus gráficas, se observa que no muestra desviaciones importantes. En el caso de las

producciones de aceite a partir del 2015 se observa que comienza a separarse, donde FEL está sobrestimando a Cartera. Para las producciones de gas, FEL se encuentra por encima que Cartera pero aun así, se encuentra en su rango de desviación.

En el componente perforaciones y reparaciones, exhibe desviaciones significativa, para el caso de las perforaciones cartera subestima la planificación de FEL, excepto en las reparaciones menores, pues Cartera documenta que se va a realizar más reparaciones que lo documentado en FEL, aun así el rango de desviación relativa es del 101% encontrándose en sus parámetros. Para el caso de las perforaciones tenemos una desviación relativa del 83%, observando que a los inicios del proyecto se encuentran sus mayores desviaciones. Para las reparaciones mayores existe una desviación grande, aunque es por tener pocos valores documentados, ya que aumenta la desviación. Teniendo para este caso un 67%.

En lo correspondiente a inversiones se observa por las gráficas que no existen desviaciones significativas, aunque en las desviaciones se observa que para el caso de las inversiones estratégicas son las que se separan más en el rango, en un 89%, teniendo sus desviaciones a la mitad del horizonte. Para las inversiones operacionales tenemos una desviación del 94%, en los cuales no se observa demasiadas desviaciones a lo largo de los horizontes. Las inversiones totales tienen una desviación relativa del 90.6 teniendo los valores estratégicos a principios del horizonte y al final las operacionales.

Para los indicadores económicos, el VPN y VPI reportados en Cartera, se encuentran subestimados con respecto a lo documentado en FEL, lo cual impacta en la eficiencia de inversión (VPN/VPI).

4.5 Proyecto E

Para la Figura 4.5, en términos generales el proyecto muestra resultados similares en lo correspondiente a volumetría, sin embargo se distinguen altas desviaciones en las metas físicas.

Las perforaciones, las reparaciones mayores y reparaciones menores, presentan valores en Cartera por arriba de lo previsto en FEL, alcanzando valores hasta del 250%.

El proyecto muestra desviaciones mayores al $\pm 10\%$ en las producciones de gas. En el caso del aceite se muestra una subestimación en Cartera respecto a lo previsto en FEL, en los primeros años del horizonte, sin embargo al final del horizonte está sobrestimada compensando la primera desviación.

Los valores en los horizontes de producción de aceite y gas son prácticamente los mismos que están reportados en cartera, lo mismo ocurre para la producción acumulada, solamente están desfasados por dos años.

En lo que respecta a la perforación de pozos se presenta una gran diferencia, tanto en tiempo de comienzo de perforación como en el número de perforaciones, sobrestimado en comparación de lo programado en FEL.

En las reparaciones mayores y menores se observa una desviación de más del 200% en todo el horizonte lo cual subestima lo diseñado en FEL.

Las perforaciones y reparaciones programadas (tanto en FEL como Cartera) son congruentes con los pronósticos de producción, viéndose reflejada la actividad en los incrementos en la producción proyectada.

Respecto a la inversión total para este proyecto se observan diferencias grandes entre los valores reportados en Cartera y FEL. Aunque se puede observar cierta tendencia, es notable que la actividad comienza tiempo después. Los gastos de operación no aparecen reportados en la Cartera.

Los indicadores económicos del proyecto en FEL se encuentran sobrestimados en Cartera, mostrando variaciones mayores al 10%. Así el VPN reportado en Cartera está con valores mayores respecto a lo diseñado en FEL.

La eficiencia de inversión presenta una desviación por encima del margen permisible, dado que el Valor Presente Neto en cartera es mayor y el VPI en Cartera disminuye acercándose al valor que tiene FEL los cuales, hacen que su desviación se encuentre en el rango.

4.6 Proyecto F

En la Figura 4.6, el presente proyecto muestra en su producción acumulada de Aceite una subestimación significativa de la cartera con respecto a lo diseñado en FEL durante todo el horizonte, de un 29% aproximadamente. Para el caso de la producción acumulada se tiene un 120.4% de desviación relativa. Para el caso de gas FEL sobrestima Cartera a lo largo de todo el horizonte, llegando a una diferencia de acumulado por arriba de los 1,000 mmmpc y una desviación relativa del 68.4 respecto a Cartera.

En el componente de pozos y reparaciones, el proyecto muestra de igual forma una variación significativa en todos sus parámetros al encontrarse sobrestimada la cartera con respecto a lo diseñado en FEL ya que la perforación de pozos esta un 76% por encima, las reparaciones mayores 7% y para las reparaciones menores, no se documentan.

En lo referente a inversiones este proyecto muestra desviaciones significativas en la inversión operacional con una sobrestimación de Cartera del 104% con respecto a lo diseñado en FEL, de forma similar se presenta para los gastos de operación una sobrestimación 65%, respecto a FEL.

4.7 Proyecto G

En la Figura 4.7, el pronóstico de producción varia a lo largo todo el horizonte en máximo un 30% de distancia entre valores y al ver la producción acumulada se observa que, para el caso de aceite su porcentaje de variación se encuentra en los rangos permisible. Para producción de gas, Cartera se encuentra por encima de FEL en un 29.4%.

En lo que respecta a perforaciones y reparaciones el proyecto presenta fuertes desviaciones en los principales conceptos subestimando las reparaciones mayores y menores y sobrestimando la cantidad de perforaciones.

Hablando de las inversiones totales en los años del 2016 al 2019 FEL sobrestima a cartera, los siguientes años, subestima a la misma. Para el caso de FEL solo se documenta hasta el 2023 por lo que no existe una consistencia con los datos restantes en la parte de producciones. No podemos hablar de las inversiones estratégicas ni de las operacionales porque no se documentan en FEL. Para la parte de Gastos de operación Cartera sobrestima FEL por encima de los 700%.

Los indicadores económicos presentan una ligera desviación relativa, de acuerdo a su rango ($\pm 10\%$), la mayor parte del horizonte cartera presenta una sobrestimación conforme a FEL por lo que de igual manera, los indicadores nos arrojan que Cartera

sobrestima a FEL. para el VPN un 106.7%, en el caso del VPI un 106.1% y en el caso de la eficiencia de inversión es de 100.6%, por lo que no varía fuera de lo permisible.

4.8 Proyecto H

En la Figura 4.8, este proyecto muestra desviaciones mayores a las permisibles ($\pm 10\%$), en cuanto a las producciones acumuladas de aceite y gas, Cartera sobrestima a FEL, en un 20-30 % ambos aproximadamente. A nivel de producción diaria en los primeros años se observa las desviaciones más grandes, aunque en todo el horizonte Cartera está por encima de FEL.

Para perforaciones y reparaciones, la parte de reparaciones menores para FEL no se documentan por lo que no existe manera de cómo encontrar una variación. Aunque para sus reparaciones mayores y perforaciones se tiene que el proyecto es muy similar, difiriendo por 3 perforaciones. Por lo que podemos suponer que las perforaciones que documenta Cartera son muy similares a las de FEL.

En relación a las inversiones totales, se pueden observar como a partir del 2016 Cartera supera los valores de FEL colocándose por encima del mismo, en relación total se observa una desviación relativa del 143.6% esto quiere decir que los valores de Cartera superan a FEL en un 43.6%. En la parte de las inversiones operacionales, Cartera supera a FEL en su monto, en un 79% y para las estratégicas, de la misma manera que las totales, después del 2016 Cartera supera en monto, teniendo al final un valor superior del 29% comparado al de FEL.

Para los gastos de operación FEL documenta una inversión aproximadamente continua comparada a la de Cartera. La cual antes del 2020, se encuentra por encima que FEL y después de la misma fecha, pasa a estar por debajo de FEL. En su total,

los datos de Cartera del gasto operacional se encuentran un 17% abajo que los de FEL.

En cuanto a los indicadores económicos los valores de cartera siguen permaneciendo por arriba que los de FEL teniendo como resultado una desviación relativa, en cuanto a VPN del 134.1%, VPI del 129.9% y su eficiencia de 103.1%.

4.9 Proyecto I

La Figura 4.9, de este proyecto no muestra desviaciones en cuanto a producciones de aceite y gas, al observar las desviaciones relativas podemos ver que hay valores decimales, a los que se infiere que se redondearon los valores para colocarlos en números enteros.

La información de reparaciones menores no aparece documentada en su respectiva cartera, como los valores en cuanto a perforaciones y reparaciones mayores podemos decir que son similares, se supone que los valores de las reparaciones menores son los mismos de Cartera.

Las inversiones estratégica y operacional no se encuentran documentadas en FEL, pero si la inversión total. La cual en estos rubros de valores, podemos decir que se traslapan.

A pesar de la semejanza de los pronósticos de producción, perforaciones reparaciones, inversiones y gastos de operación entre FEL y Cartera, hay una mayor desviación en los indicadores económicos, aunque siguen estando dentro de la franja del 10%. Esto se puede deber a que a pesar de que el total del flujo efectivo sea el mismo se encuentran en otras posiciones, es decir valores mayores alejados del año inicial.

4.10 Proyecto J

En la Figura 4.10, el proyecto muestra resultados similares entre lo documentado en FEL y su Cartera respectivo.

No existe variación en su producción, estos valores hacen referencian en base a las perforaciones. Su relación en porcentaje, para el acumulado de aceite es de 99.9%, y para gas de 100%

En cuanto a perforaciones los valores documentados son los mismos en Cartera como en FEL, para las reparaciones mayores cartera sobrestima FEL en un 14%. Las reparaciones menores no se documentan en ninguna de los dos documentos, por lo cual no se pueden suponer valores.

Los valores de inversión son los mismos, a los que en los primeros años se da la mayor parte de la inversión. Esta inversión es reflejada en las perforaciones, reparaciones al igual que en las producciones. Estas se observan en la gráfica los valores máximos de producción en los mismos horizontes al igual que, cuando disminuyen las inversiones, comienza la declinación.

Son muy similares los datos de FEL y Cartera, en cuanto a los indicadores económicos del proyecto. El VPN reportado en cartera esta sobrestimado con respecto a lo diseñado en FEL, lo cual impacta en la eficiencia de inversión (VPN/VPI), aunque los valores no salen del rango del 10%

4.11 Proyecto K

Para la Figura 4.11, las producciones de aceite y gas se observan bastantes variaciones las cuales después del 2016 Cartera se encuentra por encima de FEL en ambos casos. En el caso de los acumulados de aceite y gas, los valores se separan después del 2015 sobre pasando Cartera a FEL, en la relación Cartera/FEL está ligeramente por encima Cartera a FEL en un 10%.

Los valores de perforaciones y reparaciones se observan en los valores de inversión. Pues en los años en que se perfora, las inversiones son mayores y cuando solo se hacen las respectivas reparaciones existe un leve aumento en las mismas. Sus desviaciones se encuentran para las perforaciones y reparaciones mayores en los rangos adecuados, sin embargo en las reparaciones menores por ser pocas cantidades de reparaciones, aunque son pocas entre los mismos datos existe una variación grande.

Existe una alta desviación en los parámetros correspondientes a la categoría inversión (inversión estratégica con una relación Cartera/FEL del 60% e inversión operacional con una relación FEL/Cartera del 541%), entre la información documentada en FEL y Cartera. A pesar de estas desviaciones la inversión total sólo tiene una relación Cartera/FEL del 107%.

Para el gasto de operación se observa una relación Cartera/FEL del 101%, se observa que el gasto de operación es bajo comparado a toda la inversión que se planea ocupar.

El valor presente inicial (VPI) tiene una relación Cartera/FEL de 85%, esta relación obtuvo mayor valor en FEL a causa de los primeros años de inversión, para el VPN la relación Cartera/FEL es sólo del 106% y como consecuencia la eficiencia de inversión (VPN/VPI) tiene una relación de 126%.

4.12 Proyecto L

En la Figura 4.12, las producciones de aceite antes del año 2017 se encuentran variando por encima de un 10%, para después sincronizarse, para la producción de gas FEL documenta una subestimación en todo el horizonte de producción. Refiriéndonos a los acumulados se observa que la producción de aceite tiene una relación de 101%, a lo cual no se observa desviación significativa, para el gas de igual manera que en la producción diaria, los valores de FEL comienzan a incrementarse rápidamente, resultando con una relación del 64% con respecto a certera.

En lo referente a metas físicas se observa una sobrestimación en los primeros años para las perforaciones, para el caso de las reparaciones mayores no se documentan en cartera y para las reparaciones menores no existe una coherencia con los que se documentan entre ambos documentos, aunque en el total se obtiene una relación del 106% estando por encima Cartera.

Para las inversiones se observa una variación en todos sus parámetros, teniendo por ejemplo la inversión operacional que, aparte de ser mucho menor tiene una relación por encima del 2000% para el caso de la inversión estratégica, se observa que Cartera está por debajo en sus valores, obteniendo una relación del 87%. En la parte de gastos operativos los valores son aunque pequeños, su variación está dentro del rango.

4.13 Proyecto M

La Figura 4.13 presenta un proyecto en declinación el cual, en los documentos, para la parte de producción de aceite y gas se alinean en su declinación en el 2016 y 2017 respectivamente. Para la producción acumulada de Aceite se encuentra subestimada en un 6% a FEL y para la de gas un 3%

En lo referente a metas físicas se observa una sobrestimación a FEL por más del 50% en los parámetros de perforación y un incremento del 20% en Cartera de reparaciones mayores, los documentos no documentan reparaciones menores por lo que no se pueden comparar.

Para las inversiones se observa una variación en todos sus parámetros ya que se encuentran sobrestimados en más del 100% de lo diseñado en FEL, exceptuando las inversiones operacionales las cuales se encuentran sobrestimando las mismas.

A simple vista no se ve un proyecto con demasiada desviación, los puntos más críticos varían en cuanto a reservas e inversiones.

4.14 Proyecto N

La Figura 4.14 del proyecto, las producciones de crudo muestran una variación considerable a partir del 2018 del horizonte de comparación y en gas a partir del 2017. Las producciones acumuladas de aceite y gas del presente proyecto no muestran variaciones significativas aun cuando se encuentran sobrestimadas en una 10% y 12% respectivamente.

En la componente de perforación y reparaciones, el proyecto en FEL no documenta reparaciones menores, sin embargo para las perforaciones el total cumple lo documentado aunque en diferentes horizontes.

Para la actividad de inversiones se observan variaciones significativas, encontrándose subestimando Cartera a las inversión estratégica y los gastos de operación con un 293% y 139% respectivamente, para el caso de la inversión operacional sobre estima Cartera en un 60%. Al observar las gráficas de las inversiones, se observa que los

mayores valores de FEL se encuentran al inicio y los de Cartera a la mitad del horizonte lo cual repercute en su VPI.

4.15 Proyecto O

En la Figura 4.15, la producción de aceite y gas sobrestima los valores para ambos casos, a lo largo de todo el horizonte del proyecto. Para la producción acumulada de Aceite y Gas se encuentran subestimadas con un 30% aproximadamente, en su histórico se observa que FEL siempre está por encima que Cartera.

Para la perforación y reparaciones mayores, FEL sobrestima Cartera en un 78% y 71% respectivamente, para las reparaciones menores Cartera sobrestima FEL en un 182%

En lo referente a inversiones este proyecto muestra desviaciones significativas en todos sus casos, ya que la inversión se encuentra sobrestimada con respecto a lo documentado en FEL con un 275% de desviación, en la parte de inversión estratégica y operacional no documentan valores por lo cual no se pueden comparar los parámetros. En el caso del gasto de operación a mitad del horizonte FEL aumenta sus valores sobrestimando a Cartera, resultando en una desviación del 80%.

En la parte económica, los indicadores de VPN y VPI presentan una sobrestimación por encima del 10% del rango y para la eficiencia la subestima, encontrándose en su margen permisible.

4.16 Proyecto P

La Figura 4.16, muestra a los horizontes de producción encentrándose desfasados por dos años, aunque en la parte de aceite cartera sobrestima a FEL en un 197%, para el

caso de gas aunque se encuentra desfasado el acumulado se encuentra en el rango, teniendo una desviación Cartera/FEL del 100%

Las actividades físicas por parte de Cartera, las reparaciones no las documentan. Por parte de las perforaciones Cartera sobrestima FE, los parámetros no se ven reflejados en los pronósticos ni en las inversiones.

Su inversión no presenta tanta variación FEL conforme a Cartera, pues se encuentran en los parámetros $\pm 10\%$, aunque esto repercute en su Evaluación Económica pues Cartera está por encima de FEL y sus valores se encuentran más próximos al inicio del proyecto, es decir el año cero.

En los indicadores económicos del proyecto, el VPN reportado en cartera esta sobrestimado con respecto a lo diseñado en FEL en 127%, lo cual impacta en la eficiencia de inversión (VPN/VPI) en 138%.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS INTEGRAL

Habiendo comparado cada proyecto FEL con su respectiva cartera en el capítulo anterior. Se pueden determinar qué proyectos se encuentran con mayores variaciones, a los cuales se les puede dar un mayor seguimiento. Para ayuda de este análisis, se diseñó un tablero de control (Tabla 5.1), los cuales nos indican como están los proyectos, a lo largo de todo el horizonte. Los proyectos en la Tabla 5.1 se encuentran ordenados, de la misma manera que se ordenaron en el capítulo 3. De igual manera la tabla nos ayudó a analizar los proyectos, para ver las deficiencias de cada uno de ellos y de esta manera encontrar su mejor solución. Además de darnos una visión global de todos los proyectos para compararlos entre ellos y ver qué proyectos son los que representan mayor valor.

Para entender la Tabla 5.1 se diseñaron conforme a su diferencia relativa y colores (ver Figura 5.1). Si el resultado es de 100% significa que lo diseñado en FEL coincide con lo documentado en Cartera. Si la relación es menor o mayor al 100%, significa que hay una subestimación o sobreestimación respectivamente.

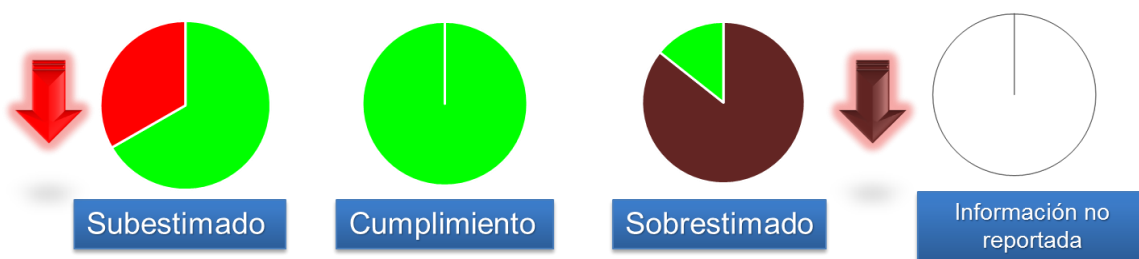


Figura 5.1. Relación de Cumplimiento

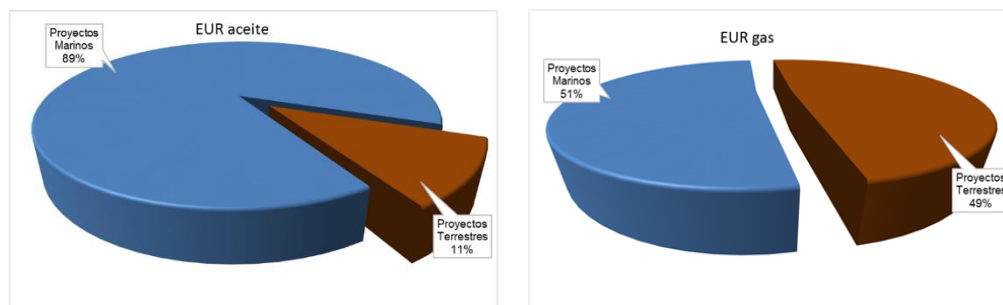
	Proyecto A	Proyecto B	Proyecto C	Proyecto D	Proyecto E	Proyecto F	Proyecto G	Proyecto H	Proyecto I	Proyecto J	Proyecto K	Proyecto L	Proyecto M	Proyecto N	Proyecto O	Proyecto P
VOLUMETRIA																
Volumen Original 2P Aceite																
	112%	107%	103%	99%	92%	111%	109%	104%	100%	106%	97%	102%	100%	109%	123%	--
Volumen Original 2P Gas																
	111%	103%	111%	100%	100%	71%	97%	--	--	106%	113%	102%	100%	106%	116%	87%
Reservas Remanentes 2P Aceite																
	88%	113%	--	100%	100%	95%	81%	108%	111%	83%	100%	105%	131%	249%	103%	--
Reservas Remanentes 2P Gas																
	103%	106%	--	100%	100%	17%	45%	--	--	87%	100%	99%	118%	70%	197%	52%
Np																
	106%	105%	117%	85%	119%	120%	99%	126%	100%	100%	111%	101%	94%	110%	71%	197%
Gp																
	93%	102%	101%	96%	96%	68%	129%	122%	101%	100%	112%	34%	97%	112%	71%	101%
POZOS E INSTALACIONES																
Perforación de pozos																
	150%	98%	127%	83%	155%	176%	71%	88%	100%	100%	105%	64%	50%	100%	78%	117%
Reparaciones Mayores																
	59%	95%	140%	67%	233%	93%	117%	100%	100%	114%	100%	0%	120%	100%	71%	0%
Reparaciones Menores																
	--	84%	26%	101%	257%	--	83%	--	0%	--	94%	106%	--	--	182%	0%
Ductos																
	438%	425%	--	80%	164%	--	692%	100%	0%	--	133%	100%	--	--	267%	100%
Estructuras																
	325%	100%	--	79%	220%	--	70%	--	100%	100%	100%	100%	100%	100%	--	0%
INVERSIÓN																
Inversión Estratégica																
	127%	94%	114%	89%	124%	90%	--	129%	--	103%	60%	87%	170%	293%	--	93%
Inversión Operacional																
	78%	109%	172%	94%	140%	104%	--	179%	--	101%	541%	2259%	96%	60%	--	100%
Inversión Total																
	98%	102%	141%	91%	129%	96%	123%	149%	100%	102%	107%	156%	115%	156%	275%	94%
Gasto de Operación																
	257%	84%	83%	91%	0%	65%	719%	83%	100%	100%	101%	109%	78%	139%	89%	96%
EVALUACIÓN ECONÓMICA																
VPN																
	75%	107%	108%	88%	145%	35%	101%	134%	110%	109%	106%	115%	89%	102%	115%	127%
VPI																
	101%	106%	134%	91%	110%	37%	103%	130%	101%	103%	85%	95%	101%	84%	132%	92%
VPN/VPI																
	74%	101%	80%	97%	132%	95%	98%	103%	109%	105%	125%	121%	88%	122%	90%	138%

Tabla 5.1 Tablero de Control de Proyectos

Observando el tablero de control (Tabla 5.1), se observa que los proyectos con menos variación entre documentos son los Proyectos I y J. Para ir más a fondo en los proyectos, podemos realizar algunas gráficas. Las cuales nos ayudaran para el conocimiento de los proyectos y comparación de los proyectos entre ellos, esto nos dará un conocimiento mayor para saber qué proyecto necesita un mayor análisis y estudio, para disminuir sus variaciones y debilidades que se produzcan.

5.1 Estimado de Recuperación

En la Gráfica 5.1, se muestra el estimado de recuperación final de aceite y gas respectivamente, de acuerdo al tipo de proyecto.



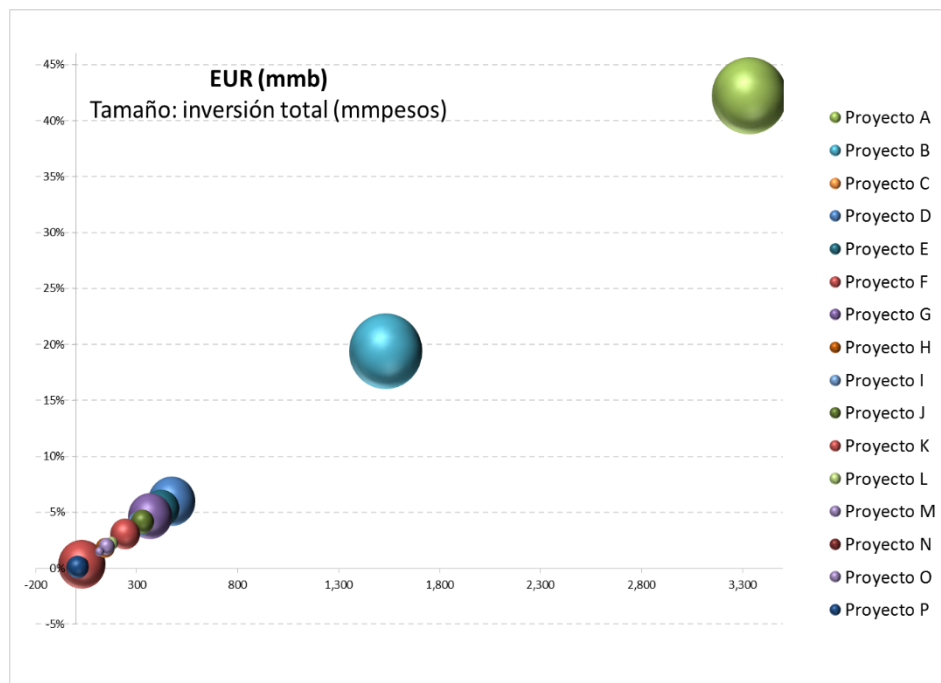
Gráfica 5.1. Estimado de Recuperación Final por Tipo de Proyecto

Las gráficas muestran que el porcentaje donde se va a recuperar más aceite y gas, se encuentra en los proyectos marinos, en un 89% y 51% respectivamente. La producción estimada de recuperación en lo que abarca el horizonte es de 7,893 mmb para aceite y 39,304 mmpc.

5.1.1 Estimado de Recuperación de aceite

Teniendo esto como información, se observa en la Gráfica 5.2 el estimado de recuperación de aceite de los proyectos, incluyendo su inversión total de cada proyecto. Con esta grafica se observa que proyectos aportarán más producción de aceite en el horizonte de los proyectos, además de saber a qué proyectos se le destinará más inversión.

Nota: La inversión total de los proyectos es de 1,265,198 mmpesos @ pesos del 2013.



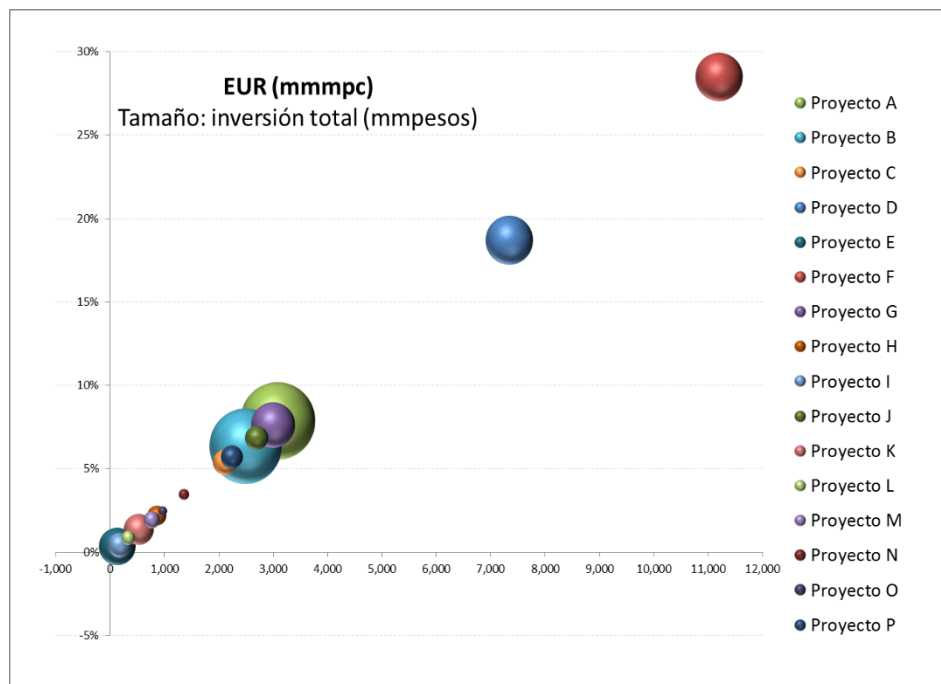
Gráfica 5.2. Estimado de Recuperación Máxima de Aceite, de acuerdo a la Inversión

En la Gráfica 5.2 se observa que el Proyecto A estima una recuperación del 42% del total de la recuperación estimada de los proyectos que se encuentran el FEL D, el segundo proyecto que estima un buen volumen es el Proyecto B con un 19%, ambos proyectos estiman una inversión del 25% y 24% respectivamente. En la parte negativa tenemos al Proyecto F el cual se estima aportara un 0.4% de aceite, pero su inversión

estimada para el horizonte es del 10%, lo cual nos presentara una eficiencia de inversión.

5.1.2 Estimado de Recuperación de Gas

En la Gráfica 5.3 se observa el estimado de recuperación de gas de los proyectos, de igual manera que en la gráfica anterior, se colocó la inversión de cada uno de los proyectos.



Gráfica 5.3 Estimado de Recuperación Máxima de Gas, de acuerdo a la Inversión

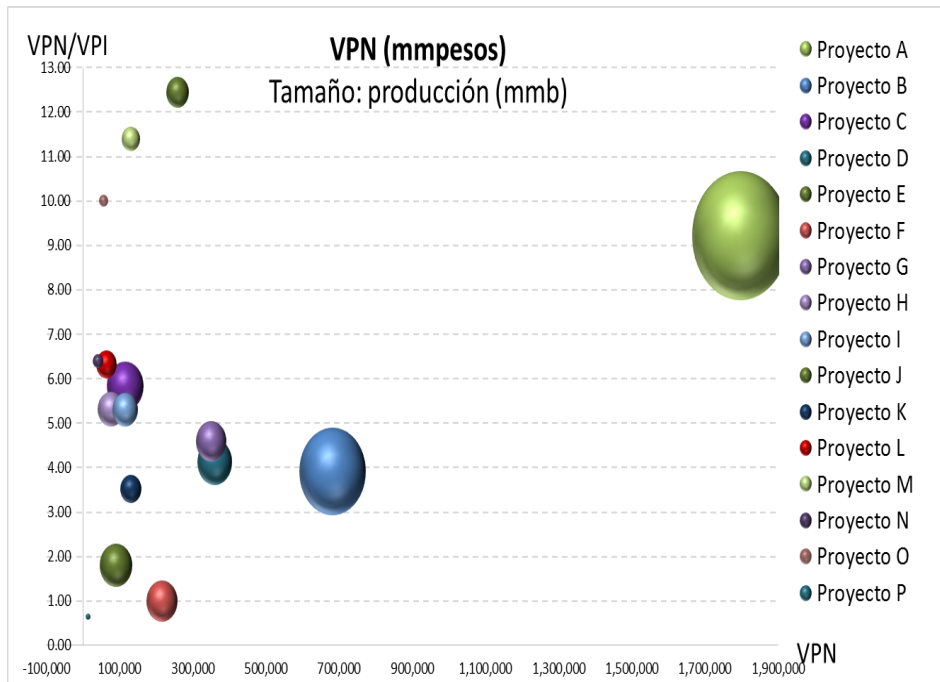
En la Gráfica 5.3, se observa que el Proyecto F tiene un porcentaje de recuperación estimada de gas del 28%. Este proyecto se comentó anteriormente por su estimación de aceite, siendo uno de los proyectos con menor recuperación de aceite y alto porcentaje de inversión. Aun siendo el proyecto con más porcentaje de recuperación estimada de gas, por los bajos costos de venta del gas tendrá una eficiencia de

inversión baja. Para el segundo proyecto con mayor estimación, tenemos al Proyecto D con un 19% de estimado de recuperación y 10% de inversión.

Resumiendo estas gráficas se observa que los proyectos A y B, son los proyectos que por su estimación de recuperación y teniendo de igual manera, la mayor inversión. Podemos suponer que son los proyectos, que mejor se comportan en su respectivo análisis comparativo.

5.2 Indicadores Económicos

Para afirmar nuestra suposición, podemos observar cómo se comportan los indicadores económicos de los proyectos en la Gráfica 5.4, y de esta manera saber si los proyectos elegidos son los adecuados.



Gráfica 5.4 Eficiencia de Inversión de los Proyectos

De acuerdo a nuestra suposición, en la gráfica se muestra el Proyecto A con una eficiencia mayor a 9 y la del Proyecto B aproximadamente 4, de acuerdo a su eficiencia se observa que existen proyectos con mayor eficiencia, aunque en cuestión de su tamaño los proyectos seleccionados son los que estiman una recuperación mayor. Por lo que nuestra suposición de la elección de los mejores proyectos, sigue siendo la misma elección, los proyectos A y B. y el proyecto más deficiente, es el Proyecto O. A pesar de que su eficiencia de inversión sea una de las mejores, su proyección de la producción esperada no es suficiente para compararse con proyectos con dimensiones mayores.

Para finalizar el capítulo se debe saber que estas evaluaciones se deben de hacer año con año, para así, eliminar toda variación que el proyecto genere en el tiempo en el que se esté ejecutando.

Caso Hipotético

Se tiene aceptado un Proyecto X, el cual se pretende perforar 30 pozos en un año, teniendo una reserva prospectiva 2p de 1,750 mmb, volumen de 15,780 mmb, en un área de 16 km.

Caso I

Se comienzan perforando 10 pozos y se descubre que su reserva es mayor a la documentada, por lo cual se tiene que volver a analizar el proyecto. Para tomar su adecuada ejecución, pues se necesitaran más pozos que perforar para extraer los hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento.

Caso II

Se comienza perforando 10 pozos y se descubre que su reserva que estaba contemplada es menor, pues el área que se tenía prevista no fue la correcta, por lo que se tiene que volver a analizar el proyecto. Pues con este resultado puede que el proyecto no sea rentable o si es rentable, se tiene que evaluar y determinar la ejecución del proyecto nuevamente.

Cabe hacer énfasis que en cualquiera de los dos casos, como se realizaran cambios en la documentación presentada y las modificaciones involucraran al proyecto en cuestión económica se tiene que documentar como un Cambio de Monto y Alcance (CMA), de acuerdo a la variación del monto, según su porcentaje.

Para realizar esta documentación, se tienen que seguir los lineamientos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

CONCLUSIONES:

Esta parte de la tesina se divide en dos partes.

Las conclusiones que se vieron internas en PEMEX con dicho proyecto y las propias que observé a lo largo del servicio social y al realizar esta tesina.

En las conclusiones internas, el contexto general del análisis comparativo de los proyectos se encontró de forma recurrente:

Existen desviaciones alarmantes en los parámetros documentados, que superan el margen $\pm 10\%$ de desviación, lo cual repercute en que se realice una nueva revisión a los proyectos, para detectar la causa de dichas variaciones.

De acuerdo a lo mencionado en el capítulo II, el anterior comentario hace énfasis en las desviaciones que existen entre los documentos. Recopilando información, se debe esto a los tiempos de entrega de documentos que hay entre cartera y los DSD, por lo que se recomienda unir tiempos de entrega, entre el área de Cartera y la GADTP para eliminar o mitigar, las variaciones que existen entre las dos áreas.

Las inversiones operacionales así como las estratégicas de alguno de los proyectos, no se encuentran documentadas. De acuerdo al documento rector de proyectos de explotación de PEMEX versión 2010 en el punto IV.2.4 de la sección IV.2. Estimación de Costos de los Lineamientos.

Establece que todo proyecto tiene que documentar todo el desglose de inversiones para la aprobación de fondos

IV.2.4.-Estimación de costos

Una vez ejecutadas las ingenierías básicas, se debe preparar un estimado de costos clase III como mínimo (precisión de -15%, +25 %). Este estimado debe desglosarse en inversiones estratégicas y operacionales y se utilizara para solicitar la aprobación de fondos en el presupuesto de inversiones, con el fin de ejecutar la ingeniería de detalle, procura, construcción (IPC) y arranque del proyecto.

Imagen Conclusión. Estimación de Costos

Como conclusión al proyecto se generaron las matrices de Comparación FEL-Cartera las cuales nos ayudara a crear una zona de comunicación entre lo documentado en FEL y lo programado en Cartera, en para futuros comparativos. Lo cual conlleva a una gestión eficaz de los recursos de los proyectos de inversión.

Para las conclusiones externas y propias, se establece que:

Las variaciones que se encontraron documentadas en los proyectos de acuerdo a su comparación. Hace pensar que las diferentes áreas de PEMEX no se encuentran unidas para trabajar conjuntamente, como se mencionó en la materia de Administración Integral de Yacimientos. Esta causa repercute en la evaluación de los proyectos. Diciéndolo en otras palabras, imaginemos que un Proyecto X, es un motor y las diferentes áreas sus engranes. Si un engrane se encuentra mal o no sincroniza con los otros, el motor no funcionara, por lo que todas sus áreas deben estar en sincronía para que el proyecto funcione de manera correcta.

En mi opinión, PEMEX es una empresa rentable, la cual si se administra de una manera óptima, obtendría mayor valor de crecimiento.

RECOMENDACIONES:

Debe de existir una sinergia entre las diferentes áreas de una empresa.

Debe de existir un conocimiento tanto técnico como administrativo, para dar valor a una empresa.

Mucha de la gente operativa que realiza los análisis, no tienen nociones en la parte administrativa, pues con esto crea un vacío convirtiéndose en un déficit repercutiendo en valor a la empresa, aunando en lo anterior se podría considerar añadir un poco de estos conocimientos administrativos en las diferentes materias

Eliminar los filtros que existen para prácticas profesionales en la UNAM, pues un ingeniero petrolero no solo aprende de libros, también necesita la parte técnica. Con esto fundamentara los conocimientos que se obtuvieron en el aula, para más adelante llevarlos a la práctica.

ANEXO

Análisis Comparativo del Diseño de Proyectos de Explotación Fase FELD– Cartera

El informe que se presenta, es un resumen del análisis comparativo de proyectos de explotación fase FEL D - Cartera, realizado durante el periodo del servicio social, que tuvo lugar en la Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos de PEMEX Exploración y Producción.

La metodología de gestión de proyectos de inversión FEL (Front End Loading) es una metodología basada en el concepto de etapas de sanción técnica, donde en cada etapa se aprueba o se rechaza o se acepta con condicionantes, con sus respectivas recomendaciones para su aceptación. Esta metodología permite reducir costos tanto operacionales como capitalizables (Capex y Opex), al evaluar escenarios con riesgo, donde el riesgo se evalúa como variable en diferentes entidades. Adicionalmente, con esta metodología se direccionan eficientemente las inversiones estratégicas y operacionales, a su vez, manteniendo vigente y actualizados los múltiples datos que se analizan en cada fase, garantiza que los escenarios documentados y sancionados seleccionados sean auditables por terceros como SENER y CNH.

La metodología FEL se distingue por estructurarse de las siguientes etapas.

a) FEL 1 o Visualización: Fase de identificación de oportunidades que sirven para validar o visualizar los diferentes escenarios favorables o desfavorables de un proyecto y se basa en estudios de factibilidad técnico-económicos, en los que se presentan diferentes tipos de proyecciones de producción e inversión, es en esta etapa donde las fortalezas y debilidades de cada proyección se documentan oficialmente por especialistas de todas las áreas de la cadena de valor de Exploración y Producción denominados Pares Técnicos.

b) FEL 2 o Conceptualización: Fase del proyecto conceptual, es la etapa del planteamiento del problema por resolver en cada proyecto dado de alta en el portafolio de inversiones de Pemex Exploración y Producción, donde ambas componentes serán evaluadas a través del análisis Costo-Beneficio, Indicadores Económicos, Reservas Remanentes, Factores de Recuperación y Máximas Recuperaciones por Alcanzar. El análisis es probabilístico y por tal maneja escenarios bajos, medios y altos de riesgo, que se traduce en perfiles de producción con percentiles específicos. Así mismo el análisis permite eliminar los peores escenarios y filtrar aquellos con mejores expectativas, generando una matriz de decisión y escogiendo el proyecto de mejor resultado técnico-económico, derivado de la evaluación correspondiente y las aportaciones de los Pares Técnicos.

c) FEL 3 o Definición: Al seleccionarse el escenario ganador en la etapa anterior, se oficializa el dictamen técnico-económico y se le da seguimiento a la implantación del proyecto, elaborando la ingeniería básica, ejecutando el plan de desarrollo, y mapeando las inversiones con su mínima variación. Pudiendo ser el mantenimiento de la producción base o el desarrollo incremental, definidos y seleccionados por especialistas de cada área pertenecientes a la Subdirección de Planeación de PEMEX Exploración y Producción y demás áreas involucradas.

d) Fase de Ejecución: Se trata de la obra en sí, e incluye la realización de la ingeniería básica y de detalle, la construcción, el montaje y la puesta en marcha de la selección elegida. Es la fase en la que más tiempo y dinero se invierten y su éxito depende de los resultados, calidad y congruencia de las fases anteriores. Desde el punto de vista de administración del proyecto en esta etapa se monitorean y comparan resultados de la ejecución contra la programación, y en donde se identifiquen diferencias considerables es válido actuar y rediseñar para reducir la incertidumbre generada y que los resultados vuelvan a seguir la tendencia propuesta.

e) Fase de Operación: Es la última etapa de la metodología FEL, que en ocasiones se denomina POS-FEL. Cuando se observa que existen variaciones o cambios significativos no previstos en la operación, se decide volver a revisar la documentación, para encontrar las causas de variación. De manera constante en esta etapa se monitorea el comportamiento de la producción esperada, con el propósito de no dejar crecer las debilidades del proyecto, contrario a esto, si es que no se puede solucionar los problemas, se analiza como incrementar o fortalecer las bondades del proyecto, o parte de la jerarquía de el mismo, con el propósito de tener el menor número de cambios sobre la marcha. Si así fuera, el proyecto continuara sin variaciones importantes, si no, se tendrá que recomenzar desde la fase de Visualización y encontrar la mejor manera de cómo solucionar el problema.

Cabe destacar que esta metodología se usa tanto en Explotación como en Exploración. El rango de aplicación de esta metodología es amplio, tanto en proyectos nuevos como en maduros o marginales. Además, desde el primer intento por cambiar la forma de administrar portafolios de inversión, en el 2009 por parte del Gobierno Federal, la metodología FEL llega a México y de manera incipiente actúa como un hito tecnológico que ha tomado fuerza desde entonces al grado de que se convierte en una estructura sustancial para Petróleos Mexicanos, y entidades gubernamentales afines a la Exploración y Explotación de hidrocarburos.

Actualmente entidades internas de PEMEX y externas como CNH, SENER, SHCP, entre otras, basan la autorización del portafolio de inversiones de Exploración y Explotación de hidrocarburos en la Cédula de Dictamen de cierre proceso FEL, que es un documento reservado y confidencial por un periodo igual a la duración del horizonte de producción e inversión de cada proyecto.

Con este resumen de conceptos estuve inmerso durante mi servicio social, realizando actividades de revisión de información técnica, diseño de plantillas, generación de base de datos, captura de información y llenado de matrices de decisión. Se analizaron

16 proyectos que estuvieron en fase de Definición y que detallare en el desarrollo de la tesina. Por lo que pongo a su consideración su aceptación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abdus Satter, Ph. D. et. Ganesh C. Thakur, Ph. D, Integrated Petroleum Reservoir Management. 1st Edition. Tulsa, Oklahoma, ed. Pennwell Books, 1994.

Jorge Huescani Jiménez Bernal, TESIS UNAM “Análisis Integral de Campos Petroleros: Simulación Numérica”, 1997.

Ahmed, Tarek. Advanced reservoir Engineering. Oxford UK. Elsevier Inc. 2005.

Van der Weijde, Gerard Albert. Front-End Loading in the Oil and Gas Industry. A thesis in partial fulfilment for the degree of Master of Science. December 8, 2008.

Lineamientos Técnicos para el Diseño de los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y su Dictaminación, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009

Presentaciones de Clase, Ignacio Antonio Castro Chávez. De Materia Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra, 2010.

Presentaciones de Clase, Ulises Neri Flores. De Materia Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra, 2011.

Libro de Reservas de Hidrocarburos, CNH, 2012

Libro las Reservas de Hidrocarburos de México, PEMEX, 2013

Proyecto A

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto B

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto C

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto D

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto E

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto F

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2010

Proyecto G

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto H

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto I

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto J

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto K

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2011

Proyecto L

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2010

Proyecto M

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2011

Proyecto N

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012

Proyecto O

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2011

Proyecto P

PEMEX, Documento FEL D

PEMEX, Base de Datos de Cartera 2012