

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Carballo R. Edinson J,
Izquierdo L. Carlos E.

Caracas, 2005.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Armando Guillen.
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Patiño.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Carballo R. Edinson J,
Izquierdo L, Carlos E.

Caracas, 2005.

Caracas, noviembre de 2005.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Edinson J. Carballo R. y Carlos E. Izquierdo L., titulado:

“ANALISIS ECONOMICO DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCION DEL AREA MAYOR DE SOCORORO”

Considerando que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Armando Azpúrua

Jurado



Prof. Gustavo Moya

Jurado



Ing. Jesús Patiño.

Tutor Académico e Industrial.

DEDICATORIA

Luego de tanto tiempo y esfuerzo, dedico este Trabajo Especial de Grado, primeramente a mi madre, Rayza Thaís López, que en circunstancias bien difíciles, me logró sacar adelante, siempre mirando a un objetivo claro en el futuro; a mi padre Carlos A. Izquierdo V, por ser un ejemplo a seguir; a la familia Malaver, por darme sus mejores consejos, su mejor apoyo y cobijo, como si fuera un miembro más de su familia; a Maria Eugenia Orta, por toda su paciencia, amor y comprensión durante los últimos 4 años en el desarrollo de mi carrera; a mi familia; a los que de alguna u otra manera hicieron posible la culminación de este trabajo; y finalmente a mi, que durante estos seis años estuve trabajando para cumplir la meta más importante de mi vida.

Carlos E. Izquierdo L.

A mi Dios que me dio la salud necesaria para realizar y culminar mis estudios. Olga y Alfredo, por ser unos padres especiales, dándome la fuerza, esperanza y su dedicación; que me enseñaron que con honestidad y con esfuerzo, uno logra todo en la vida, gracias los Quiero. A mis hermanos, Roland y Yolanda que siempre me apoyaron y ayudaron en todo momento. Mi gran amor y esposa Beatriz, que aguantó, mis miles de dolencias y abrumadoras alegrías, apoyándome y proporcionándome los mejores momentos, te amo. A los panas que estuvieron en las buenas y malas Freddy, Yamilis, Andri, Kristal y Oswaldo.

A la sobrina más bella, Beanyeli.

A la persona que me cambió la vida, mi HIJO Andrés Eduardo.

Edinson J. Carballo R.

AGRADECIMIENTOS

- ✓ A Dios que nos concedió salud para lograr nuestros objetivos
- ✓ A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por habernos formado como ingenieros.
- ✓ Al Ingeniero Wladimiro Kowalchuck y el Ingeniero Armando Guillén por habernos guiado durante el desarrollo de este proyecto.
- ✓ Al Ingeniero Jesús Patiño, que con su calma y comprensión, nos ayudó y nos orientó al logro de este trabajo.
- ✓ A PetroUCV, especialmente los ingenieros Adolfo Alzurú, María A. Rondón, Alejandro González, Len Flores, Fernando Yáñez, Dalila Aular y el resto del equipo de trabajo, por su apoyo y colaboración.
- ✓ Al Profesor Rodrigo Peraza, por su colaboración en la etapa final de la elaboración de este trabajo.
- ✓ A nuestros padres que nos apoyaron en todo momento.
- ✓ A Issa, Hernán y Raúl (Pacheco-Pacheco), Evelyn, José Luis (el Portu), Carelia, Alexis, Yenner, Ricardito, Rafucho, Rafael (Malaver y Pereira), y todos los panas que estuvieron con nosotros en los buenos y malos momentos, gracias por apoyarnos.
- ✓ A todos nuestros amigos, compañeros de clases y todos aquellos que de alguna manera contribuyeron para que este trabajo se llevara a cabo.
- ✓ A Gian Carlos Cataldo por su paciencia en las correcciones del programa.

Carballo R., Edinson J.

Izquierdo L., Carlos E.

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.

Tutor Académico: Prof. Armando Guillen; Tutor Industrial: Ing. Jesús Patiño. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2005, pp.160

Palabras Claves: Análisis Económico, Valor Presente Neto, Estimación de Parámetros, Análisis de Sensibilidades, Análisis de Monte Carlo.

Resumen: Desde el inicio de operaciones del Convenio Operativo Área Socororo, ha existido una diferencia de producción entre lo que se ha registrado hasta la presente fecha y lo que se estipuló en el Plan de Desarrollo Optimizado, aprobado en febrero del 2001. Por lo tanto, las evaluaciones económicas realizadas anteriormente difieren de las condiciones actuales.

Una reevaluación del plan de desarrollo y una nueva propuesta de explotación es la base principal para el desarrollo del presente trabajo de grado. Los actuales altos precios del petróleo y la diferencia de producción existente entre la propuesta del plan de desarrollo y la producción que se ha venido registrando, hacen oportuno el estudio económico de los diferentes escenarios que se puedan presentar a lo largo de la vida del convenio.

El objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado fue el diseño y desarrollo de un modelo matemático y estadístico que sirva de herramienta

generadora de información y de soporte al proceso de análisis económico de los diferentes escenarios de producción, en un lapso de tiempo determinado en el Área Mayor de Socororo.

Se utilizó EVALECON producto de este Trabajo Especial de Grado como herramienta de evaluación económica, para someter a estudio los escenarios planteados.

Los resultados indican que, de los cinco escenarios propuestos, el que más genera dividendos, mayor valor presente neto, es el que tiene mayor producción. Sin embargo, este escenario plantea el desarrollo de reservas probables y posibles en un orden de los 15 MMBN, es decir tiene asociado un factor volumétrico de incertidumbre, el cual se ha tomado en consideración al establecerse un factor de recuperación del 25 % para las reservas recuperables de estas reservas asociadas a mayores riesgos.

El análisis de sensibilidades demostró que los factores que más afectan la viabilidad del proyecto son los precios del crudo y la producción. Sin embargo, el análisis de Monte Carlo arrojó que existe una tendencia de obtener ganancias inferiores a las estimadas en forma determinística en un orden de 10%.

ÍNDICE GENERAL

FIRMAS DE APROBACIÓN.....	I
DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
RESUMEN.....	IV
INDICE.....	VI
LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTAS DE TABLAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
I CAPÍTULO I: EL PROBLEMA	2
I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
I.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	3
I.3 OBJETIVO GENERAL.....	4
I.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
II CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
II.1 ANTECEDENTES.....	6
II.2 CONVENIO PETROUCV	6
II.2.1 VISIÓN DE LA EMPRESA MIXTA PETROUCV	7
II.2.2 MISIÓN DE LA EMPRESA MIXTA PETROUCV.....	7
II.3 BASES TEÓRICAS DEL CAMPO.....	8
II.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA	8
II.3.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO	9
II.3.3 DIVISIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO	10
II.3.4 RESERVAS DE HIDROCARBUROS DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.....	11
II.3.4.1 RESERVAS PROBADAS	11
II.3.4.2 RESERVAS PROBABLES	12
II.3.4.3 RESERVAS POSIBLES.....	12
II.4 PRODUCCIÓN REAL DE PETRÓLEO EN EL CAMPO.....	14
II.4.1 PRODUCCIÓN BASE.....	14
II.4.2 PRODUCCIÓN INCREMENTAL	18
II.5 BASE ECONÓMICA	20
II.5.1 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS ECONÓMICO EN INGENIERÍA	20
II.5.2 FLUJO DE CAJA (FC).....	21
II.5.2.1 COMPONENTES QUE INTEGRAN EL FLUJO DE CAJA NETO DE LA OPERADORA	23
II.5.2.1.1 INGRESOS.....	23
II.5.3 ESTIPENDIO POR SERVICIOS (ESQ)	24
II.5.4 ESTIPENDIO POR PRODUCCIÓN BASE (AQ)	27
II.5.5 ESTIPENDIO POR PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BQ).....	28
II.5.6 VALOR NETO DE HIDROCARBUROS	29
II.5.7 FÓRMULA DE PRECIO.....	31
II.5.8 EGRESOS.....	34

II.5.8.1	INVERSIONES	34
II.5.8.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	34
II.5.8.3	AMORTIZACIÓN DE CAPITAL	34
II.5.8.4	INTERESES DEL FINANCIAMIENTO	35
II.5.8.5	IMPUESTOS	35
II.5.8.5.1	IMPUESTOS MUNICIPALES	35
II.5.8.5.2	IMPUESTO SOBRE LA RENTA (ISLR).....	35
II.5.8.5.3	REGALÍA	36
II.5.9	DESEMBOLSOS CARGABLES (COSTOSQ)	40
II.5.10	TIR MODIFICADA DEL CAMPO (TIRMQ).....	40
II.5.11	PORCENTAJE DE ESTIPENDIO POR SERVICIOS (PESQ)	41
II.5.12	METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	42
II.5.13	INDICADORES ESTÁTICOS.....	43
II.5.13.1	TIEMPO DE PAGO ESTÁTICO (TPE).....	43
II.5.14	INDICADORES DINÁMICOS.....	44
II.5.14.1	VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	45
II.5.14.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	46
II.5.14.2	TASA INTERNA DE RETORNO MODIFICADA (TIRM).....	47
II.5.14.3	EFICIENCIA DE INVERSIÓN (EI)	48
II.5.14.4	TIEMPO DE PAGO DINÁMICO (TPD)	48
II.5.15	MÉTODOS DE DEPRECIACIÓN.....	49
II.5.15.1	LÍNEA RECTA.....	51
II.5.15.2	UNIDAD DE PRODUCCIÓN.....	52
II.5.16	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	53
II.6	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO (MC)	56
II.7	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	59
III	CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.	65
III.1	GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.	66
III.2	REALIZACIÓN DEL PROGRAMA QUE GENERA LOS DATOS DE PRODUCCIÓN.....	76
III.3	ANÁLISIS ECONÓMICO Y VIALIDAD DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	78
III.3.1	REALIZACIÓN DEL PROGRAMA A UTILIZAR PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	79
III.3.1.1	ENTRADA DE DATOS	81
III.3.1.2	COMPILACIÓN DEL PROGRAMA	83
III.3.1.3	LA SALIDA DEL PROGRAMA	83
III.3.1.4	EVALUACIÓN DEL BUEN FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA.....	87
III.3.2	RECOLECCIÓN DE LOS DATOS A INTRODUCIR EN EL PROGRAMA DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN.....	87
III.3.2.1	PRODUCCIÓN POR TRIMESTRES	87
III.3.2.2	COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES.....	88
III.3.2.3	INVERSIONES	88
III.3.2.4	PRECIOS DE LOS CRUDOS MARCADORES	88
III.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS A EVALUAR.....	89

IV	CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	92
IV.1	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	92
IV.1.1	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL ESCENARIO A	94
IV.1.2	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL ESCENARIO B	96
IV.1.3	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL ESCENARIO C	99
IV.1.4	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL ESCENARIO D	102
IV.1.5	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL ESCENARIO E	104
IV.2	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	109
IV.2.1	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO A	109
IV.2.2	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO B	111
IV.2.3	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO C	113
IV.2.4	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO D	115
IV.2.5	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO E	117
IV.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO (ANÁLISIS DE RIESGO)	119
IV.3.1	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO PARA EL ESCENARIO A	119
IV.3.2	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO PARA EL ESCENARIO B	120
IV.3.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO PARA EL ESCENARIO C	121
IV.3.4	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO PARA EL ESCENARIO D	122
IV.3.5	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE MONTE CARLO PARA EL ESCENARIO E	123
V	CONCLUSIONES	125
VI	RECOMENDACIONES	128
VII	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	130
	NOMENCLATURA	126
	APÉNDICE 1	128
	APÉNDICE 2	133
	APÉNDICE 3	135
	APÉNDICE 4	137
	APÉNDICE 5	145
	APÉNDICE 6	148

LISTA DE FIGURAS

Figura	Descripción	Pág.
2-1	Logo de PetroUCV	7
2-2	Mapa de Ubicación del Área Mayor de Socororo	9
2-3	Representación Gráfica de las reservas de Área Mayor de Socororo	13
2-4	Producción Real del campo.	15
2-5	Producción Base	15
2-6	Producción Incremental	19
2-7	Flujo de Caja	23
2-8	Distribución de Estipendio por Servicio	25
2-9	Estipendio por Producción Incremental	42
2-10	Análisis de Sensibilidad. Diagrama Araña	55
3-1	Programa de Producción. Hoja Principal. Entrada de Datos y Resultados	78
3-2	Entrada de EVALECON PetroUCV. Pantalla Principal	80
3-3	Pantalla de Carga de Datos.	81
3-4	Entrada de Dato General para la Evaluación Económica Hoja de Entrada. Para las variables de Producción, Costos y	82
3-5	Gastos Operacionales, Inversiones y Precios de los Crudos Marcadores	82
3-6	Hoja de Compilación del Programa.	84
3-7	Hoja de presentación de los cálculos utilizados en el programa	84
3-8	Hoja de Entrada para el Análisis de Sensibilidades de EVALECON PetroUCV	85
3-9	Presentación de los Resultados del Análisis de Sensibilidades	85
3-10	Presentación de la Hoja de Resultados Generales, con los respectivos gráficos	86

3-11	Presentación del Panorama Global de los resultados que incluyen el financiamiento	86
4-1	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario A	95
4-2	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario B	97
4-3	Representación Gráfica del Valor Presente Neto para el escenario B	99
4-4	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario C	100
4-5	Representación Gráfica del Valor Presente Neto para el escenario C	102
4-6	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario D	103
4-7	Representación Gráfica del Valor Presente Neto para el escenario D	104
4-8	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario E	105
4-9	Representación Gráfica del Valor Presente Neto para el escenario E	107
4-10	Representación Gráfica de la Producción Proyectada en el escenario E de las Reservas Posibles, Probables y Probadas.	107
4-11	Representación Gráfica del Análisis de Sensibilidades para el escenario A	110
4-12	Representación Gráfica del Análisis de Sensibilidades para el escenario B	112
4-13	Representación Gráfica del Análisis de Sensibilidades para el escenario C	114
4-14	Representación Gráfica del Análisis de Sensibilidades para el escenario D	116
4-15	Representación Gráfica del Análisis de Sensibilidades para el escenario E	118
4-16	Distribución de la Frecuencia Acumulada y Frecuencia Relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario A	119

4-17	Distribución de la Frecuencia Acumulada y Frecuencia Relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario B	120
4-18	Distribución de la Frecuencia Acumulada y Frecuencia Relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario C	121
4-19	Distribución de la Frecuencia Acumulada y Frecuencia Relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario D	122
4-20	Distribución de la Frecuencia Acumulada y Frecuencia Relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario E	123
A4-1	Representación gráfica de Q_o y producción de petróleo proyectada para el escenario A	144
A4-2	Representación gráfica de Q_g y producción de gas proyectada para el escenario A	144
A4-3	Representación gráfica de Q_w y producción de agua proyectada para el escenario A	145
A4-4	Representación gráfica de Q_o y producción de petróleo proyectada para el escenario B	145
A4-5	Representación gráfica de Q_g y producción de gas proyectada para el escenario B	146
A4-6	Representación gráfica de Q_w y producción de agua proyectada para el escenario B	146
A4-7	Representación gráfica de Q_o y producción de petróleo proyectada para el escenario C	147
A4-8	Representación gráfica de Q_g y producción de gas proyectada para el escenario C	147
A4-9	Representación gráfica de Q_w y producción de agua proyectada para el escenario C	148
A4-10	Representación gráfica de Q_o y producción de petróleo proyectada para el escenario D	148
A4-11	Representación gráfica de Q_g y producción de gas proyectada para el escenario D	149
A4-12	Representación gráfica de Q_w y producción de agua proyectada para el escenario D	149

A4-13	Representación gráfica de Q_o y producción de petróleo proyectada para el escenario E	150
A4-14	Representación gráfica de Q_g y producción de gas proyectada para el escenario E	150
A4-15	Representación gráfica de Q_w y producción de agua proyectada para el escenario E	151
A5-1	Representación gráfica del VPN para el escenario E Optimista	153
A5-2	Representación gráfica del Análisis de sensibilidad para el escenario E Optimista.	154

LISTA DE TABLAS

Tabla	Descripción	Pág.
2-1	Características Generales del Área Mayor de Socororo	11
2-2	Porcentaje de Desviación de las variables del Proyecto	54
2-3	Premisas para el Análisis Económico	55
3-1	Pozos seleccionados para el escenario A con sus respectivos prospectos	67
3-2	Presentación de la actividad del campo para el escenario A	68
3-3	Pozos seleccionados para el escenario B con sus respectivos prospectos	69
3-4	Presentación de la actividad del campo para el escenario B	70
3-5	Pozos seleccionados para el escenario C con sus respectivos prospectos	71
3-6	Presentación de la actividad del campo para el escenario C	72
3-7	Presentación de la actividad del campo para el escenario D	73
3-8	Pozos seleccionados para el escenario E con sus respectivos prospectos	74
3-9	Ubicación de los potenciales Pozos seleccionados para el escenario E para el desarrollo de las reservas Probables y Posibles	75
3-10	Presentación de la actividad del campo para el escenario E	76
4-1	Presentación de los Resultados para el escenario A	96
4-2	Presentación de los Resultados para el escenario B	98
4-3	Presentación de los Resultados para el escenario C	101
4-4	Presentación de los Resultados para el escenario D	103
4-5	Presentación de los Resultados para el escenario E	106
4-6	Cuadro comparativo entre los escenarios planteados	108

4-7	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario A	110
4-8	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario B	112
4-9	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario C	113
4-10	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario D	115
4-11	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario E	117
A5-1	Presentación de los Resultados para el escenario E Optimista	152
A5-2	Resultados del Análisis de Sensibilidad para el escenario E Optimista	153
A6-1	Detalle de las Inversiones y gastos a realizar en el Escenario A	156
A6-2	Detalle de las Inversiones y gastos a realizar en el Escenario B	157
A6-3	Detalle de las Inversiones y gastos a realizar en el Escenario C	158
A6-4	Detalle de las Inversiones y gastos a realizar en el Escenario D	159
A6-5	Detalle de las Inversiones y gastos a realizar en el Escenario E	160

Introducción

La evaluación económica constituye la base fundamental para el nacimiento y desarrollo un proyecto. Para ello se necesita la movilización de personal que genere grandes cantidades de datos como, investigación de operaciones, ingeniería de proyectos, estudio de mercado, entre otros.

En la práctica, para la elaboración de una evaluación económica de proyectos se reúnen grupos multidisciplinarios, en todas las áreas, en las cuales cada especialista investiga y analiza la influencia que tendrá la parte que le corresponde. El resultado de este proceso es un estudio de la viabilidad técnica y económica, que sirve como base para la toma de decisiones al momento de iniciar un proyecto.

La evaluación puede hacerse desde dos puntos de vista, no necesariamente opuestos, pero sí distintos entre sí: el criterio privado (lucrativo) y el criterio social. De las perspectivas que se considere en la evaluación, junto con la interpretación de los resultados y su factibilidad, dependerá la decisión que se tome sobre ejecución del proyecto.

La base principal para el desarrollo del presente trabajo es una reevaluación del Plan de Desarrollo del Área mayor de Socororo y una nueva propuesta de explotación. Los actuales precios del petróleo, y el desfase de la producción existente entre la propuesta del Plan de Desarrollo y la producción registrada por PetroUCV, hacen oportuno el estudio económico de una serie de escenarios que se pueden presentar a lo largo del convenio operativo.

I Capítulo I: El Problema

I.1 Planteamiento del Problema.

Después de la asignación a la Universidad Central de Venezuela (UCV), del área de Socororo, ubicada al sureste del estado Anzoátegui, se creó la empresa operativa PETROUCV, conformada por PDVSA Petróleo y la UCV, con una participación de cincuenta y uno por ciento y cuarenta y nueve por ciento (51% y 49%) respectivamente, la cual se encargaría de la operación del área. Luego de la conformación de dicha empresa, la Universidad se suscribió al Convenio de Servicios de Operación el 24 de noviembre del año 2000, se realizó el Plan de Desarrollo en febrero del 2001 e inició operaciones el 2 de septiembre del 2002; el referido convenio destaca que la operación y las evaluaciones realizadas en dicho campo debían atenerse estrictamente a lo convenido.

PETROUCV como empresa operadora, PDVSA y la UCV como accionistas de esa empresa, requieren de una herramienta rápida de análisis económico que permita evaluar distintos cursos de acción, posibles correctivos intermedios de gestión, y en general, un modelo económico de uso irrestricto (no confidencial) que se pueda emplear como herramienta de planificación financiera. Todo esto se debe cumplir dentro del más estricto marco contractual del Convenio de Operación suscrito el 24 de noviembre del año 2000.

Gloria Colmenares y Nelson Durán ^[1] realizaron un modelo matemático, el cual funciona como una base de datos, arroja distintos valores que son capaces, en forma cualitativa, de predecir y evaluar el comportamiento económico de un proyecto cualquiera. Este modelo presenta un comportamiento inflexible en algunas de sus variables, las cuales

permanecen constantes a través del tiempo, y el modelo no permite su oportuno cambio.

Una de las variables más importante para el análisis, son los datos de producción, inversiones y gastos operacionales, que se generan a partir de la diversificación de distintos escenarios. En este trabajo se partirá de los escenarios más flexibles hasta los críticos, estos datos generados por un programa el cual se desarrolló para permitir la realización de evaluaciones continuas, las cuales se podrán canalizar y controlar las fluctuaciones que se presentan mediante la recopilación de estos datos en el campo.

I.2 Justificación de la Investigación

Aparte del trabajo tradicional realizado por los hombres de ciencia para desarrollar descubrimientos sobre la naturaleza y convertirlos en productos útiles, se espera que ahora los ingenieros no solamente generen soluciones tecnológicas nuevas, sino que también, hagan análisis financieros bien fundados.

El proveer un resultado objetivo, que considere una mejora de la planificación financiera, acarrea un aumento en la carga de trabajo y costo operativo en la evaluación económica de cualquier proyecto.

La inflexibilidad en el modelo matemático (MECEM), que le permitía a la empresa Mixta PetroUCV S.A., evaluar distintos cursos de acción y posibles correctivos intermedios de gestión; presentaba un comportamiento inflexible en varias variables, trayendo como consecuencia poca precisión en la evaluación continua de algunos proyectos.

Por los estudios realizados al Área Mayor de Socororo (AMS), se ha establecido un volumen de reservas probadas de petróleo importante. En la actualidad, hay que evaluar si esas reservas son lo suficientemente rentables con el fin de realizar inversiones y acometer esquemas de explotación. Para establecer una evaluación económica del área es importante enmarcarse estrictamente en las condiciones contractuales del Convenio Operativo.

Durante el desarrollo de los diferentes proyectos en la operatividad de la empresa PetroUCV S.A., ésta ha tenido que valerse de diferentes métodos para evaluar económicamente esos proyectos, que no sólo deben ser físicamente realizables, sino también económicamente factibles y además, poder atender a las fluctuaciones que ocurren como producto de los cambios de los parámetros a las perspectivas del país.

I.3 Objetivo General

Diseño y desarrollo de un modelo matemático y estadístico que sirva de herramienta generadora de información y de soporte, al proceso de análisis económico de los diferentes escenarios de producción, en un lapso de tiempo determinado en el Área Mayor de Socororo.

I.4 Objetivos Específicos

- ✓ Evaluar el comportamiento del programa MECEM.

- ✓ Analizar el Convenio de Servicios de la empresa PetroUCV, S.A. conformada por Petróleos de Venezuela, S.A. y Universidad Central de Venezuela.

- ✓ Evaluación histórica del comportamiento de producción del Área Mayor de Socororo, durante el tiempo transcurrido desde el inicio de operaciones.
- ✓ Determinar los aspectos del convenio de la empresa PetroUCV, S.A. que rigen las posibles evaluaciones de carácter económico que se realicen en el Área Mayor de Socororo.
- ✓ Diseño del programa de producción, en ambiente Excel, para obtener el comportamiento del área en el tiempo de duración del convenio.
- ✓ Estimar y modelar el comportamiento de producción, inversión y costos operacionales de los diferentes escenarios de producción en el Área Mayor de Socororo, desde el tercer trimestre del presente año hasta el año 2022.

II Capítulo II: Marco Teórico

II.1 Antecedentes

Para la realización de este trabajo se debió realizar un análisis a fondo del Convenio Operativo del Área Mayor Socororo, entre la Universidad Central de Venezuela y PDVSA Petróleo S.A., la cual es operada por PetroUCV, S.A. siendo esta la encargada de realizar todas las operaciones dentro del área del convenio.

Se revisó el trabajo de tesis de los ingenieros Gloria Colmenares y Nelson Duran, en el cual realizaron “una evaluación del programa de desarrollo de la empresa mixta” ^[1]. La creación del modelo de evaluación económica para el Convenio Operativo, permitió evaluar el rendimiento del proyecto para el operador, dando una visión más clara del propósito del convenio.

II.2 Convenio PetroUCV.

La empresa nacional, Petróleos de Venezuela, S.A., conjuntamente con la Universidad Central de Venezuela (UCV), la Universidad de Oriente (UDO) y La Universidad del Zulia (LUZ), se unieron en la conformación de tres Empresas Mixtas, jurídicamente filiales de PDVSA, PetroUCV S.A. PetroUDO S.A. y OleoLUZ S.A., siendo PDVSA dueña mayoritaria del cincuenta y un por ciento (51%) de las acciones, y las universidades del cuarenta y nueve por ciento (49%) restante, respectivamente.

Entre ellas existen los convenios para operar a partir del año 2002 los campos Socororo en el estado Anzoátegui (PetroUCV), Jobo en el estado Monagas (PetroUDO), y Mara Este en el estado Zulia (OleoLUZ), a fin de convertirlos en espacios potencialmente rentables desde la perspectiva

empresarial y aptos para la innovación e investigación académica en las áreas de Geociencias e Ingeniería de Petróleo, ofreciendo a sus profesores y estudiantes, trabajos de investigación, proyectos, tesis y pasantías, que junto a lo anterior se traduce en una valiosa oportunidad para crear valor a las empresas, a PDVSA, a las universidades y a la nación venezolana.

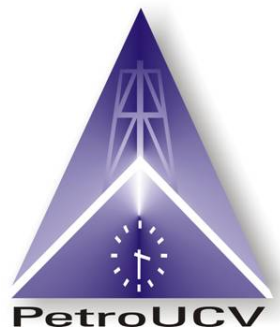


Figura 2-1. Logo de PetroUCV.

El objeto del convenio es de la reactivación de yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro del área, la continuación del desarrollo y explotación de dichos yacimientos y demás actividades comprendidas en los Servicios Operativos, todo ello, sujeto a los términos y condiciones que se establecen en el convenio. Para ello se requiere la reactivación y perforación de pozos.

II.2.1 Visión de la empresa mixta PetroUCV.

“....Ser empresa modelo de integración entre universidad, sociedad e industria que impulsen el desarrollo de clase mundial del capital intelectual....”

II.2.2 Misión de la empresa mixta PetroUCV.

“....Generar recursos financieros para la empresa, la nación; impulsando el desarrollo de capital Intelectual en materia de hidrocarburos. Mediante la

explotación sustentable de los yacimientos de Petróleo y gas, apoyándonos en el potencial humano de los socios en tecnología de vanguardia promoviendo el desarrollo social del área en influencia....”

El desarrollo del área, es fundamentalmente “un negocio”, que como negocio generará un flujo de caja para la universidad, PDVSA y la nación, pero como objetivos adicionales e importantes se tiene:

- ✓ Servir de soporte educativo.
- ✓ Contribuir al desarrollo de capital nacional.
- ✓ Servir de laboratorio de investigación de campo (LIC).

II.3 Bases Teóricas del campo

II.3.1 Características Generales del Área.

Lo que genéricamente se denomina Área Mayor de Socororo es un bloque irregular de unos 256 kilómetros cuadrados de superficie, ubicado en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al suroeste del Área Mayor de Oficina. Dicho bloque comprende los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari.

El área en evaluación muestra los siguientes límites: al oeste limita con el Campo Budare, al sur limita con los campos pertenecientes a Petrozuata, al este limita con el Campo Yopales y al noreste limita con el Campo Caracoles.

II.3.2 Descripción del Área Mayor de Socororo

Los campos que integran el Área Mayor de Socororo: Caricari, Cachicamo, y Socororo, fueron descubiertos a inicios de la década de los cuarenta y en ellos se perforaron un total de noventa y tres (93) pozos, de los cuales resultaron secos veinticinco (25) y diez (10) pozos con prospectos de hidrocarburos no conocidos por lo que fueron abandonados.

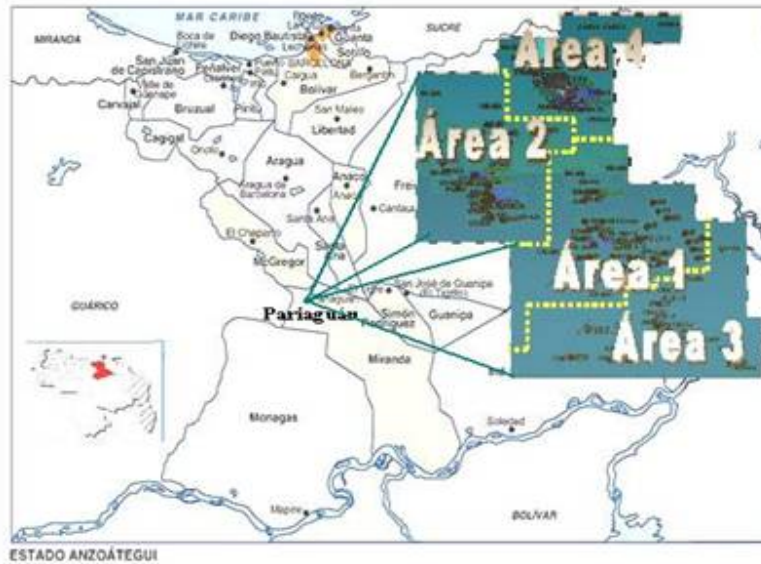


Figura 2-2. Mapa de ubicación del Área Mayor de Socororo.

Las cifras oficiales indican que para finales de Junio de 2005 los campos del Área Mayor de Socororo habían producido un volumen acumulado de petróleo de 12 MMBN que, relacionado con las cifras oficiales de petróleo original en sitio (POES) de 418 MMBN, resulta en un factor de recobro de 2,9%.

II.3.3 División del Área Mayor de Socororo

Para fines de trabajar con los esquemas de producción, los pozos se dividieron por áreas de producción de acuerdo a su ubicación relativa, de la siguiente manera:

✓ Área 1, Socororo Este

Pozos del Campo Socororo, asociados a la Estación Socororo EF-1 y ubicados en la zona sur y noreste del campo.

✓ Área 2, Socororo Oeste

Pozos del Campo Socororo asociados a la Estación Elías EF-11, y ubicados en la zona noreste del campo.

✓ Área 3, Cachicamo

Pozos del Campo Cachicamo asociados a la Estación CACHEF-1.

✓ Área 4, Caricari

Pozos del Campo Caricari asociados a la Estación CCEF-1.

Un resumen de las características actuales (mayo 2005) del área se presenta en la tabla 2-1:

<i>POES/GOES (MMBN/MMMPCN)</i>	418/278
<i>Reservas Recuperables (MMBN/MMMPC)</i>	61 / 228
<i>Producción Acumulada (MMBN/MMMPC)</i>	12 / 26
<i>Reservas por Recuperar (MMBN/MMMPC)</i>	49/ 202
<i>° API Promedio</i>	16
<i>Factor de Recobro Actual</i>	2,9 %
<i>Factor de Recobro Esperado</i>	15 %
<i>Reservas Probables y posibles (MMBN)</i>	341
<i>Potencial Actual (BNPD)</i>	900
<i>Total de Pozos</i>	101
<i>N° Pozos Activos</i>	22
<i>Pozos Inactivos</i>	50
<i>Pozos abandonados/seco</i>	35
<i># Yacimientos de Petróleo</i>	103
<i># Yacimientos de Gas Asociado</i>	77

Tabla 2-1 Característica Generales del Área Mayor de Socororo.

II.3.4 Reservas de Hidrocarburos del Área Mayor de Socororo.

II.3.4.1 Reservas Probadas.

Los volúmenes probados originales de petróleo son 418 MMBN, las de gas asociado (en solución y de capa de gas) son 126 MMMPCN y de gas no asociado son 152 MMMPCN.

Las reservas recuperables están en el orden de 61 MMBN de petróleo (para un factor de recobro aproximado de 14,6% del POES), de gas asociado y no asociado está en el orden de 228 MMMPCN (para un factor de recobro promedio de 75% del GOES asociado).

La producción acumulada que se reporta para mayo del 2005 es 12 MMBN de petróleo y 26 MMMPCN de gas. Por consiguiente, las reservas remanentes de petróleo son de 49 MMBN, las reservas remanentes de gas asociado y no asociado es de 202 MMMPCN de gas.

II.3.4.2 Reservas Probables

Los volúmenes probables originales de petróleo son de 177 MMBN y las de gas asociado (en solución y de capa de gas) de 142 MMMPCN, no existiendo de gas no asociado.

Los volúmenes recuperables están en el orden de 44 MMBN de petróleo (para un factor de recobro promedio de 24,9% del POES) y de gas asociado de 117 MMMPCN (para un factor de recobro promedio de 82,4% del GOES asociado).

II.3.4.3 Reservas Posibles

Las reservas posibles originales estimadas de petróleo son de 164 MMBN, de gas asociado (en solución y de capa de gas) de 41 MMMPCN y de gas no asociado de 12 MMMPCN.

Las reservas recuperables están en el orden de 24 MMBN de petróleo (para un factor de recobro promedio de 14,6% del POES), de gas asociado de 29 MMMPCN (para un factor de recobro promedio de 70,7% del GOES asociado), y de gas no asociado de 9 MMPCN (para un factor de recobro aproximado de 7,7% del GOES asociados y no asociado); para un total de reservas recuperables gas de 38 MMMPCN.

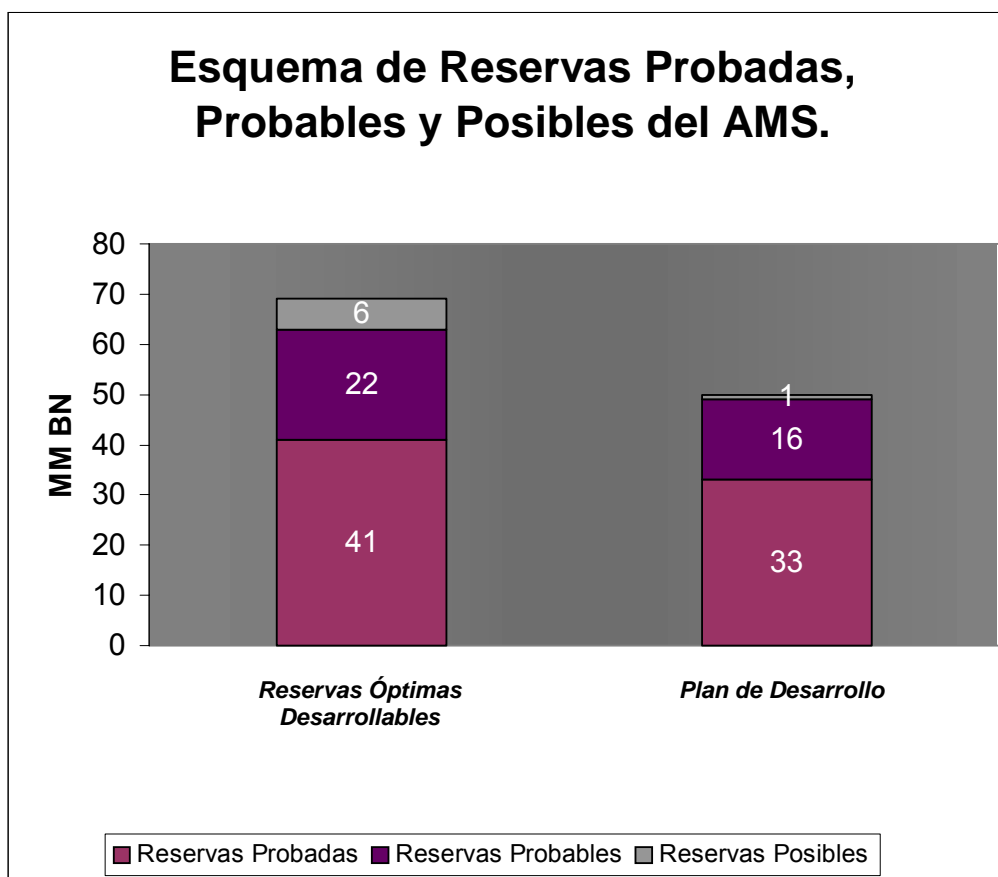


Figura 2-3 Representación Gráfica de las reservas del Área Mayor de Socororo.

En resumen, las Reservas Remanentes Recuperables de petróleo dan un total de 119 MMBN y están distribuidas de la siguiente manera:

- ✓ 51 MMBN como Reservas Probadas.
- ✓ 44 MMBN como Reservas Probables.
- ✓ 24 MMBN como Reservas Posibles.

El Plan de Desarrollo establece el concepto de Reservas Óptimas Desarrollables (ROD) como se define a continuación:

Se estableció la producción de como mínimo el 80% de las Reservas Remanentes Recuperables Probadas (41 MMBN), el 50% de las Reservas Remanentes Recuperables Probables (22 MMBN) y el 25% de las Reservas Remanentes Recuperables Posibles (6 MMBN), lo que da un total de 69 MMBN de ROD.

La actividad planificada en el plan de desarrollo para el periodo de los 20 años, coloca la producción de petróleo de la siguiente manera:

- ✓ 33 MMBN de las Reservas Remanentes Recuperables Probadas (80% de las ROD)
- ✓ 17 MMBN de las Reservas Remanentes Recuperables Probables y Posibles (61% de las ROD)

II.4 Producción Real de Petróleo en el campo.

La producción real de petróleo del campo no es más que la producción de petróleo total obtenida de la explotación del área y está conformada por la Producción Base y la Producción Incremental.

La Figura 2-4 muestra en forma ilustrativa como se distribuye la producción de real de petróleo del campo y los parámetros que están directamente relacionados con cada una de ellas para el cálculo del Estipendio por Servicios.

II.4.1 Producción Base.

Una vez que PDVSA entrega el campo a la operadora en fecha de inicio de operaciones, la tasa diaria promedio de petróleo que se produce en ese momento se denomina Producción Base. Al inicio de las operaciones del

convenio (2 de septiembre del 2002), dicha producción en el Área Mayor Socororo asignada a PetroUCV es de 184 BN/D. En la Figura 2-5 el área representa dicha producción.

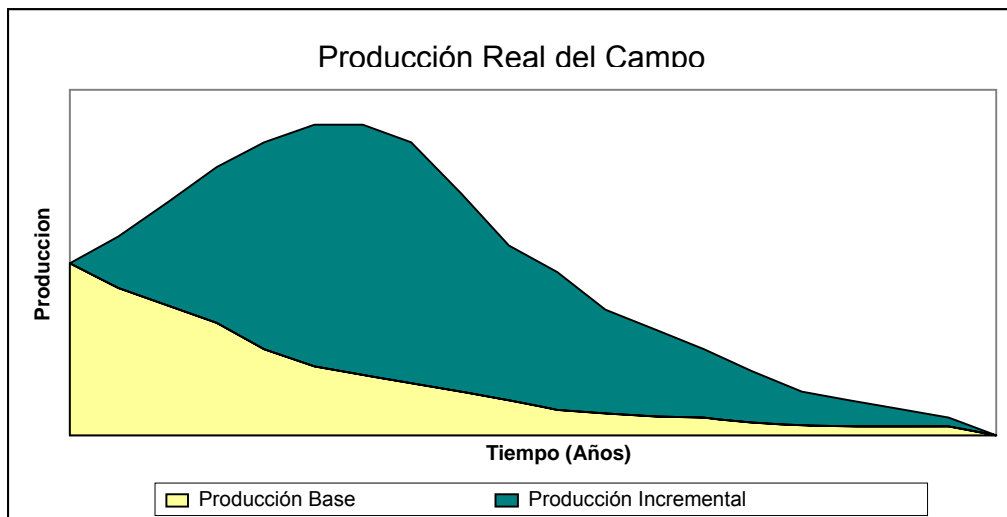


Figura 2-4 Producción Real del Campo

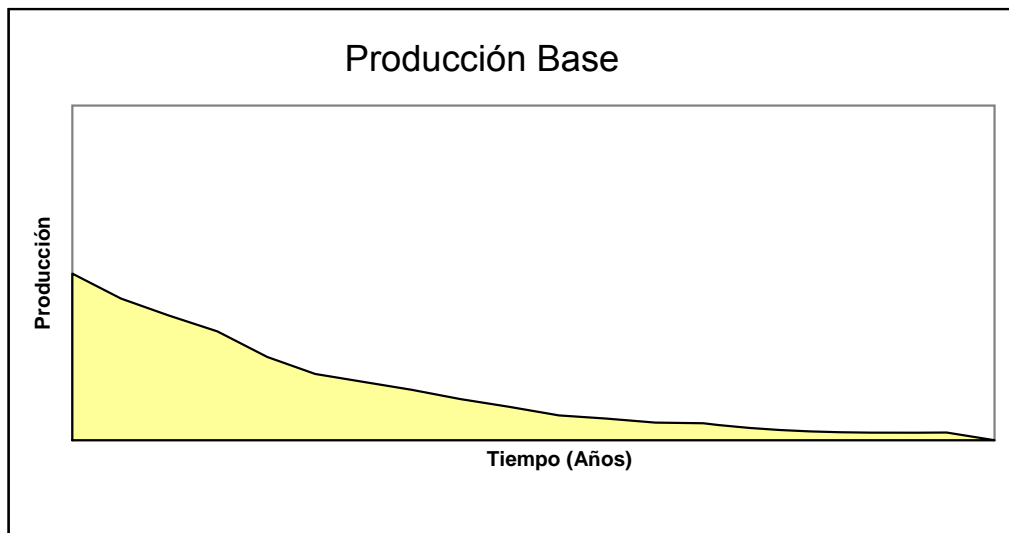


Figura 2-5 Producción Base.

La Producción Base, con respecto a cualquier trimestre representa un volumen de producción de petróleo que se determina bajo condiciones contractuales de la forma prevista en la definición de Producción Base, establecida en el Convenio Operativo Área Socororo ^[2]:

a) Para el primer trimestre del período de operación, la Producción Base será igual a la Producción Base Inicial (un volumen de producción de petróleo en el primer trimestre del período de operación) multiplicada por una fracción cuyo numerador es el número de días desde la fecha de inicio de operaciones, inclusive, hasta el último día del trimestre, inclusive y cuyo denominador es el número real de días calendario de dicho trimestre.

Contractualmente los trimestres calendario son los siguientes períodos: a) entre el 1° de enero y el 31 de marzo, b) entre el 1° de abril y el 30 de junio, c) entre el 1° de julio y el 30 de septiembre y d) entre 1° de octubre y el 31 de diciembre de cualquier año, de conformidad con el Artículo 1.2 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3].

La fórmula que expresa el cálculo de la Producción Base para el primer trimestre es:

$$PB_{\text{primer trimestre}} = PB_{\text{inicial}} * \frac{\text{días}_{\text{— desde inicio de operaciones}}}{\text{días}_{\text{— calendario del trimestre}}}$$

Ecuación 1.

donde:

PB inicial = Producción Base inicial (BPD).

b) Para cada trimestre sucesivo, la Producción Base se calculará de la siguiente manera:

$$PB_q = PB_{q-1} - \{AP_{q-1} * (1 - (1 - FDPB)^{1/4})\}$$

Ecuación 2.

donde:

PBq = Producción Base del trimestre actual a calcular (en BPD).

PBq-1 = Producción Base del trimestre anterior (salvo para propósitos de determinar la Producción Base del segundo trimestre del Período de Operación, en cuyo caso, PBq-1 es igual a la Producción Base Inicial) (en BPD) .

APq-1 = Mínimo {PB q-1; PB q-1 reducida conforme a las Cláusulas 11.1 (b), XIV, 15.4 (b), 22.5, XXVI del Convenio Operativo Área Socororo ^[2] (Apéndice 2) o como consecuencia del mantenimiento extraordinario de las instalaciones de superficie) (en BPD).

FDPB = Factor de declinación de la Producción Base, expresado como fracción, establecido en veintiséis por ciento (26%) anual, según Anexo G del Convenio Operativo Área Socororo ^[2].

En la ecuación anterior, la Producción Base del trimestre actual (PBq) representa durante los trimestres sucesivos la Producción Base Inicial declinada.

Los Convenios Operativos III Ronda establecen parámetros contractuales por los cuales se rige la Producción Base, estos son:

- ✓ Factor de Declinación de la Producción Base, factor fijado por PDVSA y aplica solamente a esta producción.

- ✓ PDVSA pagará por cada barril de Producción Base la cantidad de 2,5 US\$/BN (según lo especificado en el Anexo O del Convenio Operativo Área Socororo ^[2]), por concepto del costo de producirla y transportarla hasta el punto de entrega.

- ✓ Puede ser reducida por las siguientes razones: i) no estén vigentes todos los permisos requeridos por las leyes y decisiones venezolanas para permitirles la prestación de los Servicios Operativos a la Operadora (Cláusula 11.1(b)), ii) reducción de la producción debido a recortes OPEP (Cláusula XIV), iii) la producción estará sujeta a las limitaciones que sean consecuencia del mantenimiento y de las reparaciones usuales y razonables de las instalaciones en cuestión, así como los problemas operativos de las mismas (Cláusula 15.4(b)), iv) la producción existente a la Fecha de Inicio de Operaciones viole la Normativa Ambiental (Cláusula 22.5), v) por causa de fuerza mayor (Cláusula XXVI) o como consecuencia del mantenimiento extraordinario de las instalaciones de superficie, según Apéndice 1. Si en cualquier momento la Producción Base así determinada es menor que 9.000 barriles por trimestre, entonces la Producción Base a pagar será igual a cero (0) en dicho trimestre.

- ✓ Esta producción no está incluida para el cálculo de la Regalía.

II.4.2 Producción Incremental.

Representa, en cualquier trimestre, toda la producción que exceda la Producción Base en dicho trimestre. En la Figura 2-6, la Producción Incremental representa la curva o segmento que se produce por encima de la Producción Base.

Dicho en otras palabras, PDVSA paga beneficio (Estipendio) a la Contratista, en este caso PetroUCV, sobre la base de su habilidad para producir volúmenes por encima de la Producción Base, es decir, por la Producción Incremental. De esta manera la Operadora, sólo se beneficia por el volumen diferencial de la producción que se produce en el campo, es decir la Producción Total menos la Producción Base declinada.

En conformidad a lo establecido en el Artículo 5.2.3 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3]: A los efectos del cálculo de los Estipendio por Servicios, en el caso de que la producción del área de cualquier trimestre sea inferior a la Producción Base (o esté en más de un 10% por debajo de la Producción Base de dicho trimestre, durante los primeros 12 meses siguientes a la Fecha de Inicio de Operaciones), hasta que todo lo que se haya producido por debajo de lo estimado haya sido imputado de esa manera.

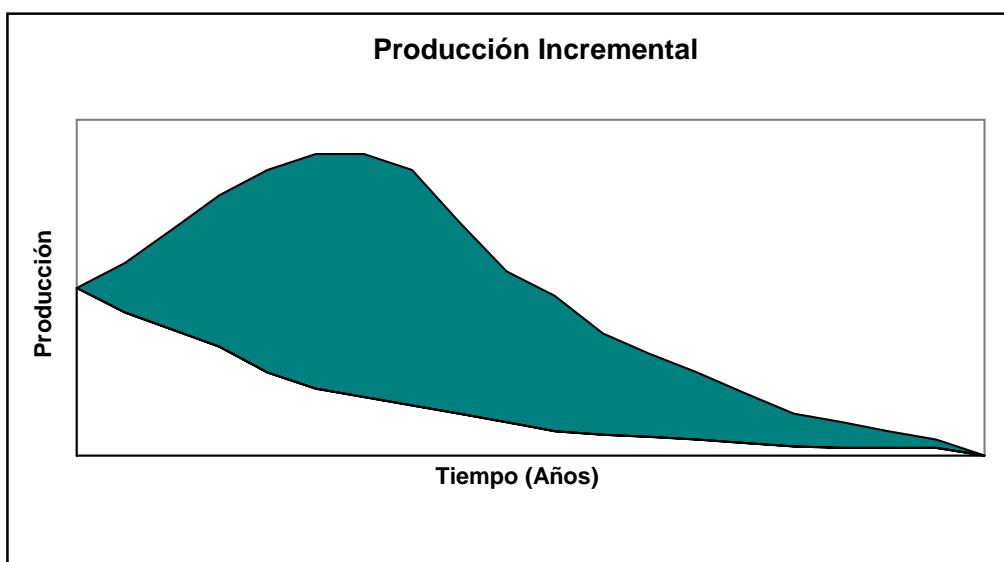


Figura 2-6 Producción Incremental

Lo expuesto anteriormente no se aplicará en el caso de que la reducción de la Producción Base sea consecuencia de la reducción de la Producción en virtud de las Cláusulas 11.1 (b), XIV, 15.4 (b), 22.5 o XXVI del Convenio (Apéndice 2), o como consecuencia de un mantenimiento extraordinario a las instalaciones de la superficie.

II.5 Base Económica

II.5.1 Importancia del Análisis Económico en Ingeniería.

En la mayoría de las actividades sociales y económicas en que se haya sumergido nuestro país en la etapa presente de desarrollo económico y de reanimación de la economía, adquiere gran importancia para todos los sectores de la economía nacional la elevación de la eficiencia. De ahí la necesidad de hacer un análisis cabal; al encontrarse en un entorno difícil y convulso nuestras entidades, deben luchar por ser más competitivas y eficientes económicamente, haciendo un mejor uso de los recursos para elevar la productividad del trabajo y alcanzar mejores resultados con menos costos.

La necesidad del conocimiento de los principales indicadores económicos, así como su interpretación, son imprescindibles para introducirse en un mercado competitivo.

Con el análisis económico se logra estudiar profundamente los procesos económicos, lo cual permite evaluar objetivamente el trabajo de una organización, determinando las posibilidades de desarrollo y perfeccionamiento de los servicios, los métodos y estilos de dirección.

El objetivo fundamental de dicho análisis radica en mostrar el comportamiento de la proyección realizada, en detectar las desviaciones y sus causas, así como descubrir las reservas internas para que sean utilizadas para el posterior mejoramiento de la gestión de cierta organización.

Es necesario señalar que para que el análisis económico cumpla los objetivos planteados, debe ser operativo, sistémico, real, concreto y objetivo. La información que se suministra ayuda a evaluar, valorar, predecir o confirmar el rendimiento de una inversión y el nivel percibido de riesgo implícito. Esta información, por lo general, muestra los puntos débiles que deben ser reconocidos para adoptar acciones correctivas y los fuertes que deben ser atendidos para utilizarlos como fuerzas facilitadoras en la actividad de dirección.

Es innegable que la toma de decisiones depende en alto grado de la posibilidad de que ocurran ciertos hechos futuros, los cuales pueden revelarse mediante una correcta interpretación.

La metodología aceptada para la evaluación económica se conoce como flujo de caja descontado, la cual consiste en dos elementos básicos del negocio: los ingresos y egresos.

II.5.2 Flujo de Caja (FC).

Es para cada trimestre, la diferencia entre el Valor Neto de Hidrocarburos (VNHq) y todos los desembolsos válidos cargados en el trimestre que entren en el cálculo del Estipendio por Servicios (ESq), estos desembolsos cargables (Costosq) están conformados por las inversiones, costos y gastos operacionales realizados por la Operadora en el trimestre en el que se realice

el cálculo. VNH_q , $costos_q$ y ES_q sus conceptos serán desarrollados mas adelante en este trabajo.

El Flujo de Caja del Campo para cada trimestre se expresa como:

$$FC_q = VNH_q - COSTOS_q$$

Ecuación 3.

donde:

FC_q = Flujo de Caja del Campo en el trimestre q (MMUS\$).

VNH_q = Valor Neto de los Hidrocarburos incrementales del trimestre q (MMUS\$).

$Costos_q$ = todos los desembolsos válidos cargados en dicho trimestre (MMUS\$).

Conocido también como flujo de efectivo, es el resultado de la cantidad de dinero que ingresa y egresa de las arcas del inversionista, llámese empresa productora, de servicios, de comercio, etc. El flujo de caja puede ser determinado por para cualquier periodo de tiempo, ya sea semana, mes o año. En el caso de la evaluación económica de Convenios Operativos el período base utilizado es el trimestre (3 meses). El dinero que ingresa en caja proviene de las ventas que se realizan y se denomina flujo de ingresos, y en este caso, está compuesto por el ingreso por estipendio. El dinero que egresa de caja, se realiza a través de los pagos y es llamado flujo de egresos. En este trabajo, los egresos están compuestos por las inversiones, costos de operación y mantenimiento, amortización del capital, intereses del financiamiento y los impuestos. Por lo tanto el flujo de caja neto será la diferencia entre los ingresos y los egresos.

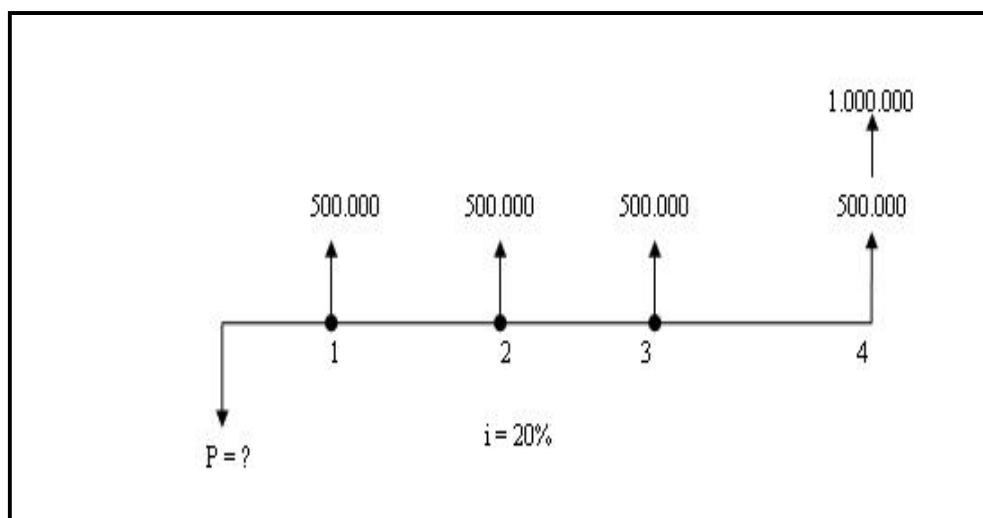


Figura 2-7 Flujo de Caja.

II.5.2.1 Componentes que Integran el Flujo de Caja Neto de la Operadora

A manera de guía para la estructuración del flujo de caja, a continuación, se describen los renglones básicos que componen una evaluación para los Planes de Desarrollo de los Convenios Operativos Universitarios:

II.5.2.1.1 Ingresos

El único ingreso que recibe la Operadora por la prestación de los Servicios Operativos en el Campo Socorero es el Estipendio por Servicios, cuyo concepto y metodología de cálculo se presenta en la sección II.5.3 del presente trabajo.

El Estipendio por Servicios se divide en Reembolso de Operaciones, Reembolso de Capital y Remuneración por Servicios, en donde los reembolsos constituyen egresos no gravables, es decir, la Ley de Impuesto sobre la Renta permite que éstos se deduzcan de la base para el cálculo del

Impuesto sobre la Renta (ISLR) y así disminuir su valor. Sin embargo, la Remuneración por Servicios es un ingreso gravable que debe incluirse para los cálculos del ISLR. El capital proveniente del financiamiento constituye un ingreso no gravable para la Contratista, y se considera al analizar los Convenios Operativos de III Ronda Empresas Mixtas.

II.5.3 Estipendio por Servicios (ESq).

El Estipendio por Servicios es el pago efectuado a la Contratista, en este caso, PetroUCV en (i) reembolso de los anticipos efectuados por la Operadora para la adquisición de bienes y servicios en nombre de PDVSA y en (ii) retribución por los servicios suministrados por la Operadora en virtud del Convenio Operativo Área Socororo ^[2]; todo ello de conformidad con lo establecido en la Cláusula XVII (Apéndice 2) y Artículo 5 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3].

La Figura 2-8 muestra de forma ilustrada como se distribuye el Estipendio por Servicios.

En otras palabras, PetroUCV recibe de PDVSA un reembolso, el cual incluye todos los costos y gastos operacionales e inversiones (hasta la depreciación de los activos, siguiendo las pautas establecidas en el Contrato) que realice PetroUCV en nombre de PDVSA para operar el campo, y además un beneficio o remuneración por hacer las inversiones y ejecutar la operación llamado “Remuneración por Servicios Operativos”.

Es importante señalar que el reembolso máximo que PDVSA le reintegre a PetroUCV por concepto de inversiones en un trimestre dado, no podrá en ningún momento ser mayor que la depreciación de los activos calculada en dicho trimestre.

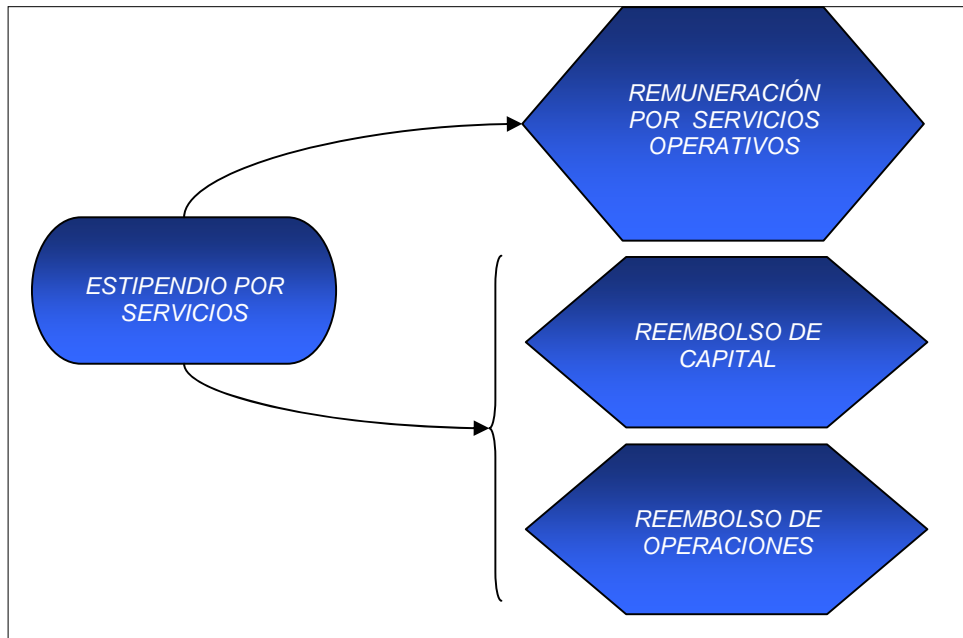


Figura 2-8 Distribución del Estipendio por Servicios

El Estipendio por Servicios será la única remuneración pagadera a la Operadora por la prestación de los Servicios Operativos y, por lo tanto, ninguna otra remuneración de tipo alguno será pagadero a la Contratista, independientemente de que el Estipendio por Servicios sea suficiente para cubrir los costos y gastos operacionales e inversiones realizadas por la Operadora en un trimestre dado. Es decir, el negocio tiene que ser rentable y recuperar sus costos y gastos operacionales e inversiones antes de que PetroUCV pueda recibir algún beneficio económico.

El Artículo 6.3 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3] establece: "...El Estipendio por Servicios será imputado primeramente para el reembolso de los anticipos por concepto de costos de operación del campo, seguidamente para el reembolso de las inversiones realizadas por la Operadora y luego la remuneración a la Operadora por la prestación de los Servicios Operativos. Si el Estipendio por Servicios no es

suficiente para cubrir todos los reembolsos en un trimestre dado, entonces el saldo será trasladado al trimestre siguiente, y la Operadora no recibirá el componente de retribución o remuneración por Servicios en dicho trimestre...”.

Los Estipendios por Servicios serán pagaderos en forma trimestral, a partir del trimestre en el cual empiece el período de operación del área (fecha de inicio de operaciones), contra la presentación de facturas conforme a la Cláusulas XVII (Apéndice 2) y XVIII (Apéndice 3) del Convenio Operativo Área Socororo ^[2]. Se calculará un Estipendio por Servicios único para cada trimestre.

Cabe destacar que la entrega de gas asociado a PDVSA no generará pago alguno, es decir, no puede ser incluido en el cálculo del Estipendio por Servicios, como lo establece el Artículo 17.3 del Convenio Operativo Área Socororo ^[2].

El Estipendio por Servicios, en cualquier trimestre es la suma de i) Estipendio por Producción Base y ii) Estipendio por Producción Incremental. Matemáticamente se expresa con la siguiente fórmula:

$$ES_q = A_q + B_q$$

Ecuación 4.

donde:

ES_q = Estipendio por servicios (MMUS\$).

A_q = Estipendio por Producción Base (MMUS\$).

B_q = Estipendio por producción incremental (MMUS\$).

En otras palabras, el Estipendio por Servicios se calcula tomando en cuenta que la Producción Base y la Producción Incremental poseen “características contractuales diferentes”, aunque provengan de la misma Producción Real de Petróleo del campo.

La Producción Base es la producción inicial de petróleo en el primer trimestre del Período de Operación, a la cual se le impuso de forma contractual una tasa de declinación de veintiséis por ciento (26%) anual. Por otra parte, existe Producción Incremental cuando la Producción Real de Petróleo excede la Producción Base, de manera que depende de las Estrategias y Planes de Explotación impuestos por la Operadora en el campo, para que se puedan lograr mayores tasas de producción.

II.5.4 Estipendio por Producción Base (Aq).

La porción de los Estipendios por Servicios que se refiere al pago que realiza PDVSA a la Operadora para cubrir los costos operativos de la Producción Base de cualquier trimestre se denomina Estipendio por Producción Base y se calculará de acuerdo a la fórmula establecida en el Artículo 5.3 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo [3]:

$$A_q = PB_q * DC$$

Ecuación 5

donde:

Aq = Estipendio por Producción Base (US\$).

PBq = Menor valor entre APq y la Producción Base contractual como se determina en la sección 4.1 del presente capítulo (BN).

DC = Costo asignado de Producción Base en dólares por barril (2,5 US\$/BN), especificado en el Anexo G del Convenio Operativo Área Socororo ^[2].

Por condición contractual, el pago relacionado al Estipendio por Producción Base se hace cero (0) a partir del momento en que la Producción Base Contractual (determinada mediante la sección 4.1 de este capítulo), sea menor a 9000 barriles por trimestre, es decir, 100 BN/D (la producción base se hace cero en el primer trimestre del 2005). Debido a lo expresado anteriormente y, a que la tasa de producción actual del campo es 900 BN/D, con un porcentaje de agua y sedimentos alrededor de diez y seis por ciento (16%), con un factor de declinación anual del veintiséis por ciento (26%), el Estipendio por Producción Base (APq se hace cero en el primer trimestre del 2005); quedando como único componente del Estipendio por Servicios, el Estipendio por Producción Incremental.

Es importante resaltar que la Producción Base no genera ingresos económicos para la Contratista. Para el cálculo del Estipendio por Servicios, la Producción Base está incluida sólo como un pago que se realiza por concepto del costo relacionado con producirla y transportarla hasta el o los puntos de entrega.

II.5.5 Estipendio por Producción Incremental (Bq)

La porción de los Estipendios por Servicios que se refiere al pago que realiza PDVSA a la Operadora para cubrir los costos operativos y servicios de operación de cualquier trimestre, se denomina Estipendio por Producción Incremental, y refleja parte de los ingresos que obtiene la Operadora por extraer barriles adicionales a la Producción Base.

La fórmula para calcular el Estipendio por Producción Incremental en cualquier trimestre conforme a lo estipulado en el Artículo 5.2 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3], es:

$$B_q = \text{Mín} \{ VNH_q ; (PES_q * FC_q) + Costos_q \}$$

Ecuación 6.

donde:

Bq = Estipendio por Producción Incremental (MMUS\$).

VNHq = Valor Neto de Hidrocarburos incrementales del trimestreq (MMUS\$).

PESq = Porcentaje de Estipendio por Servicios a la Operadora (PetroUCV) en el trimestreq (%).

FCq = Flujo de Caja del Campo en el trimestreq (MMUS\$).

Costosq = los desembolsos válidos cargados en dicho trimestre (MMUS\$).

Desde el punto de vista económico, la Producción Incremental es la generadora de ingresos para la Contratista, debido a que esta producción representa el punto de partida para realizar la mayoría de los cálculos relacionados al Estipendio por Servicios.

Los parámetros relacionados a la ecuación anterior se describen en detalle en los puntos siguientes del presente trabajo.

II.5.6 Valor Neto de Hidrocarburos

El Artículo 1.2 Definiciones, “Valor Neto de Hidrocarburos” de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3] establece: Con respecto a cualquier trimestre, el valor de la Producción Incremental del Área en cuestión que sea entregada en dicho trimestre en el o los Puntos de Entrega aplicables (después de tomar en cuenta cualquier

reducción conforme al Artículo 5.2.3 de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo ^[3]), el cual se determina en base a la Fórmula de Precio, una vez deducidos (i) el Impuesto de Explotación relativo a dicha Producción Incremental y a cualquier Producción de Hidrocarburos Líquidos que no sea entregada en el Punto de Entrega y que sea utilizada, dispuesta o perdida en forma tal que la haga gravable por el Impuesto de Explotación, de acuerdo con las leyes y regulaciones venezolanas, y (ii) el porcentaje del valor bruto de la referida Producción Incremental, determinado en base a la Fórmula de Precio, por concepto de gastos administrativos incurridos por PDVSA, el cual se establece en el Apéndice A de estos Procedimientos Contables Convenio Operativo Área Socororo ^[3], el cual establece el porcentaje de gastos administrativos incurridos por PDVSA en uno por ciento (1%).

La fórmula que representa al Valor Neto de Hidrocarburos es:

$$VNH_q = \text{Ingresos} - \text{Regalía} - \% \text{Gastos Adm PDVSA}$$

Ecuación 7.

donde:

Ingresos = Producción Incremental * Fórmula de Precio (US\$).

Regalía = depende de la gravedad API del crudo del campo (US\$).

%Gastos Adm. de PDVSA = porcentaje de gastos administrativos de PDVSA, representa el 1 % de los ingresos brutos por la Producción Incremental (US\$)

Cabe destacar que los ingresos que intervienen en el cálculo del Valor Neto de Hidrocarburos se refieren solamente a la Producción Incremental.

II.5.7 Fórmula de Precio

Toda la Producción Incremental de cada trimestre se valorará en base a la Fórmula de Precio. A los fines de aplicar la Fórmula de Precio a los hidrocarburos líquidos, se entenderá que la gravedad API de toda la producción entregada en todos los puntos de entrega en un trimestre dado, es el promedio de gravedad API de dicha producción medida para tomar en cuenta el volumen real de hidrocarburos líquidos con distintas gravedades API que hayan sido entregados en dicho trimestre, en conformidad al Artículo 17.3 del Convenio Operativo Área Socororo ^[2], (Apéndice 3) para así obtener los Ingresos por Producción Incremental utilizados en el cálculo del Valor Neto de Hidrocarburos.

Además, contractualmente se establece que toda la producción del campo se utilizará para exportación, por lo que la cesta de crudos marcadores para hallar el valor comercial de la Producción Incremental se compone por crudos internacionales.

La Fórmula de Precio depende de la gravedad API del crudo producido en el campo y se presentan diferentes fórmulas establecidas en el Anexo H del Convenio Operativo Área Socororo ^[2], para diversos rangos de gravedad API que se expresan a continuación:

1. Para crudos producidos con una gravedad API de 28° o superior:

$$P_{LHC} = \left[\left(\frac{WTI + LLS}{2} \right) \right] - 3 + ({}^{\circ}CE - 30) * 0,17 - (K_{LHC} * IF_q)$$

Ecuación 8.

2. Para crudos producidos con una gravedad API entre 22° y 27,9°:

$$P_{LHC} = \left\{ \frac{[WTI + (0,984 * WTS) + (0,991 * LLS)]}{3} \right\} - 4,00 + ({}^{\circ}CE - 24) * 0,17 - (K_{LHC} * IF_q)$$

Ecuación 9.

3. Para crudos producidos con una gravedad API entre 15° y 21,9°:

$$P_{LHC} = MAYA - 1,20 + ({}^{\circ}CE - 13) * 0,20 - (K_{LHC} * IF_q)$$

Ecuación 10.

4. Para crudos producidos con una gravedad API entre 10° y 14,9°:

$$P_{LHC} = MAYA - 3,50 + ({}^{\circ}CE - 13) * 0,30 - (K_{LHC} * IF_q)$$

Ecuación 11.

donde:

PLHC = El valor, expresado en dólares, de un barril de los crudos producidos respectivos en tal día calendario.

WTI = promedio del precio por barril cotizado en el mercado ocasional del crudo “West Texas Intermediate”, entregado en Cushing, Oklahoma para dicho día calendario, expresado en dólares, tal como se publica en ‘Platt’s Oilgram Price Report’ .

LLS = promedio del precio por barril cotizado en el mercado ocasional del crudo “Light Louisiana Sweet”, entregado en St. James, Louisiana para dicho día calendario, expresado en dólares, tal como se publica en “Platt’s Oilgram Price Report” .

WTS = promedio del precio por barril cotizado en el mercado ocasional del crudo “West Texas Sour”, entregado en Midland, Texas para dicho día calendario, expresado en dólares, tal como se publica en “Platt’s Oilgram Price Report”.

$$MAYA = 0,40 * (WTS + RES) + 0,10 * (LLS * DB) + KM$$

Ecuación 12.

RES = promedio del precio por barril cotizado en el mercado ocasional del crudo “Residual Fuel Maximum 3,0% Sulfur”, en Waterborne, Texas para dicho día calendario, expresado en dólares, tal como se publica en “Platt’s Oilgram Price Report” .

DB = promedio del precio por barril cotizado en el mercado ocasional del crudo “Dated Brent”, embarcado en Sullum Voe, Reino Unido para dicho día calendario, expresado en dólares, tal como se publica en “Platt’s Oilgram Price Report”.

KM = Constante Maya para el mes en el cual cae dicho día calendario, tal como es publicado en Pemex Marketing International en ‘Plattts Oilgram Price Report’ (US\$/BN).

°CE = El menor entre (i) el promedio real de gravedad API de los crudos producidos puestos a disposición en un Punto de Entrega específico tal día calendario, y (ii) 350.

KLHC = para cada área, es la cantidad en dólares por barril indicada en el Apéndice 1 del Anexo F del Convenio Operativo, en la cual KLHC = 0,16 US\$/BN, por concepto del costo de transporte y manejo, desde el punto o

puntos de entrega inicial establecidos en el Anexo F del Convenio Operativo (Apéndice 5), hasta el punto de exportación correspondiente.

IF_q = Es un factor de inflación para cualquier trimestre igual a una fracción (i) cuyo numerador es igual al CPI (consumer price index, que es lo mismo al índice de precios al consumidor) de más reciente publicación al primer día del trimestre q, y (ii) cuyo denominador es igual al CPI de más reciente publicación al primer día del trimestre en que tenga lugar la Fecha de Inicio de Operaciones.

II.5.8 Egresos

II.5.8.1 Inversiones

Bajo este rubro debe incluirse el cronograma de inversiones para el plan de desarrollo sometido a evaluación, donde las inversiones, son los verdaderos desembolsos que realiza la Contratista.

II.5.8.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Se incluyen bajo este rubro, todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento del proyecto en evaluación.

II.5.8.3 Amortización de Capital

Aplica sólo a los Convenios Operativos III Ronda Empresas Mixtas. Corresponde a los pagos que realiza la Operadora para disminuir de forma gradual el monto total del capital financiado hasta devolverlo en su totalidad.

II.5.8.4 Intereses del Financiamiento.

Aplica sólo a los Convenios Operativos de III Ronda de Empresas Mixtas. Es un egreso no gravable, es decir, la Ley de Impuesto sobre la Renta permite que éstos se deduzcan de la base para el cálculo del ISLR (Renta Gravable) y así disminuir su valor, y constituye la remuneración pagada a PDVSA por el uso del dinero en el tiempo

Los criterios considerados para el financiamiento se explican más adelante.

II.5.8.5 Impuestos.

Comprende los impuestos que debe pagar PETROUCV, estos son:

II.5.8.5.1 Impuestos Municipales.

Es un egreso no gravable pagadero por la Operadora, cuya base impositiva es la porción del Estipendio por Servicios que corresponde a la Remuneración por Servicios, la cual constituye un ingreso gravable. Contractualmente la tasa máxima de impuesto municipal es de cuatro por ciento (4%)

II.5.8.5.2 Impuesto sobre la Renta (ISLR)

Constituye un egreso para la Operadora que se calcula mediante la tasa del 34 %, de acuerdo a lo establecido en la nueva Ley de Impuesto sobre la Renta ^[4] del 28 de diciembre del 2001, Decreto N° 1510, en su Artículo 11 establece que: “Los contribuyentes distintos de las personas naturales y de sus asimilados que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, tales como la refinación, el transporte, la compra o la

adquisición de hidrocarburos y derivados, para la exportación estarán sujetos al impuesto previsto en el literal (b) del Artículo 53 de esta Ley por todos los enriquecimientos obtenidos, aunque provengan de actividades distintas a las de tales industrias.”

El literal (b) establece una tasa de ISLR de cincuenta (50%). Sin embargo, las empresas que se constituyan bajo Convenios de Asociación celebrados conforme a la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos quedan excluidas del régimen previsto en este artículo y tributarán bajo el régimen tarifario ordinario establecidas en la ley para las compañías anónimas y para los contribuyentes asociados a ésta con una tasa del treinta y cuatro por ciento (34%).

Dicho en otras palabras, PetroUCV como empresa debe pagar la tasa del treinta y cuatro por ciento (34%) de ISLR.

II.5.8.5.3 Regalía

El monto por concepto de Impuesto de Explotación que ha de ser deducido de los ingresos brutos provenientes de la Producción Incremental del área al calcular el Valor Neto de Hidrocarburos para cualquier trimestre, será igual al producto de (i) la tasa aplicable de Impuesto de Explotación, (ii) el volumen de Producción Incremental de cualquier trimestre respecto al cual el Impuesto de Explotación deba ser deducido conforme a los Procedimientos Contables del Convenio Operativo y (iii) el valor de dicha Producción a boca de pozo, todo ello determinado de acuerdo con el Convenio sobre Impuesto de Explotación.

A continuación se profundiza en los detalles para obtener el Flujo de Caja Neto del proyecto de explotación del área sin financiamiento del capital de

trabajo para la Contratista, el cual constituye una opción del análisis de sensibilidades que el usuario puede realizar:

$$INGRESO_BRUTO = ESTIPENDIO_POR_SERVICIOS(E_{Sq})$$

Ecuación 13.

$$COSTOS_{REEMBOLSABLES} = REEMBOLSO_{DEOPERACIONES} + REEMBOLSO_{DECAPITAL}$$

Ecuación 14.

$$REMUNERACION_{PORSERVICIOS} = E_{Sq} - COSTOS_{REEMBOLSABLES}$$

Ecuación 15.

$$IMPUESTOS_{MUNICIPALES} = REMUNERACION_{PORSERVICIOS} * TASA_{ACTUAL_IMP._MUNIC}$$

Ecuación 16.

$$RENDA_{GRAVABLE} = REMUNERACION_{PORSERVICIOS} - IMPUESTOS_{MUNICIPALES}$$

Ecuación 17.

$$UTILIDAD_NETA = RENDA_GRAVABLE - ISLR$$

Ecuación 18.

$$FLUJO_{CAJANETO} S/F = UTILIDAD_{NETA} + COSTOS_{REEMBOLSABLES} - INVERSION$$

Ecuación 19.

Donde las inversiones representan los verdaderos desembolsos de la Operadora en un trimestre dado, estos se componen en Inversiones y Costos y Gastos Operacionales. Al aceptar la opción de financiamiento la Operadora se compromete a devolver el capital financiado, más los intereses generados por éste en una forma periódica de acuerdo con plazos y condiciones preestablecidas por PDVSA.

Los componentes de este acuerdo son:

- ✓ Los desembolsos, es decir, el capital financiado.

✓ Los intereses, que conforman la remuneración pagada a PDVSA por el uso del dinero en el tiempo.

✓ Tasa de Interés (Ti): representa aquel porcentaje que se aplica a un capital inicial en un tiempo determinado.

✓ Amortizaciones, que constituyen la devolución del capital prestado.

El esquema de financiamiento considerado para este proyecto es el siguiente:

✓ El Capital de Trabajo a ser financiado está compuesto por el monto de las inversiones, los costos y gastos operativos; es decir, los desembolsos verdaderos del trimestre.

✓ La compañía nunca tendrá flujos negativos en el horizonte económico.

✓ Los intereses que no puedan ser pagados en un trimestre determinado se convertirán en capital para el próximo trimestre, es decir, se capitalizan.

✓ Todos aquellos flujos de caja neta positivos serán utilizados en primer lugar para el pago de los intereses y en segundo lugar para amortizar la deuda y al existir excedentes de flujo de caja neto (flujos mayores a cero luego de cumplir con las obligaciones anteriores) se utilizarán para autofinanciar una parte o la totalidad del capital de trabajo.

✓ El contrato de línea de crédito será por ocho (8) años, prorrogable por cuatro (4) años adicionales. En ningún caso este período podrá exceder doce (12) años.

✓ El tope máximo de la línea de crédito se establecerá según el Plan de Desarrollo, con desembolsos en base a valuaciones periódicas, y en ningún caso se podrá exceder al monto máximo a ser aprobado de 30MMUS\$ anuales.

✓ Habrá dividendos sólo después que se pague la deuda en su totalidad, sin embargo PDVSA se reserva el derecho de disponer el destino de los dividendos mientras estas empresas se encuentren apalancadas.

Esta línea de crédito tendrá un tope, el cual es variable dependiendo de la Empresa Mixta.

El evaluar la mejor combinación de recursos de capital, propio y de terceros, que permita financiar el proyecto, especialmente las inversiones, juega un papel importante en la rentabilidad del Plan de Desarrollo, que a su vez, se ve afectada por los intereses y amortizaciones del financiamiento, lo cual aumenta el riesgo financiero del negocio.

A los efectos de la evaluación financiera se utilizan los flujos de caja neto, a lo largo del horizonte económico, para hallar los indicadores financieros. Los dividendos que recibirán las partes accionarias de la Empresa Mixta sólo podrán pagarse a partir del momento en que se haya cancelado todos los requerimientos de fondos y los intereses generados.

En principio los indicadores financieros se agrupan en dos categorías: los estáticos y los dinámicos. Los primeros no consideran el valor del dinero en el tiempo y los segundos sí lo toman en cuenta. Estos conceptos se desarrollarán mas adelante.

II.5.9 Desembolsos Cargables (Costosq).

Los Costosq representan todos los desembolsos cargables realizados por la Operadora en un trimestre dado para realizar las operaciones del campo, cuyo monto engloba las inversiones, costos y gastos operacionales permitidos por PDVSA para entrar en el cálculo del Estipendio por Servicios de dicho trimestre.

El Operador podrá incluir en el cálculo de los Estipendios por Servicios las partidas de desembolsos que figuren en el Artículo IV de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[3] (titulado Desembolsos Cargables), en la medida en que las mismas (i) sean pagadas en la fecha de vigencia o posteriormente, y (ii) sean razonables y necesarias para llevar a cabo las operaciones realizadas de acuerdo con el Convenio, en el entendido de que las partidas de desembolsos que correspondan a más de un subtítulo de los que se indican en el Artículo IV podrán cargarse solamente una vez.

Los desembolsos incurridos en la preparación del Plan de Desarrollo ^[5] del área, antes de la aprobación de dicho Plan de Desarrollo, podrán ser incluidos posteriormente como desembolsos cargables cuando se calcule por primera vez el Estipendio por Servicios.

II.5.10 TIR Modificada del Campo (TIRMq).

Es aquella tasa que considera los Flujos de Caja del Campo (FCq) de los trimestres Pre-Operativos, así como también, los flujos posteriores a la fecha de inicio de operaciones a lo largo del horizonte económico del proyecto.

La tasa interna de retorno modificada del campo (TIRMq), se utiliza para calcular el Porcentaje de Estipendio por Servicios (PESq) que a su vez participa en el cálculo del Estipendio por Producción Incremental (Bq).

II.5.11 Porcentaje de Estipendio por Servicios (PESq).

Para cada trimestre se calcula un Porcentaje de Estipendio por Servicios (PESq), el cual está directamente vinculado a la TIRMq del campo y se determina mediante las siguientes condiciones:

Cuando

- ✓ TIRMq del campo ≤ 0 , entonces PESq = 100%
- ✓ $0 < \text{TIRMq del campo} < 60\%$, entonces PESq = $y + Tq * (x-y)$
- ✓ TIRMq del campo $\geq 60\%$, entonces PESq=30 %

donde:

q = es el trimestre en referencia

$$x = 0,75 - (0,75 * \text{TIRMq})$$

$$y = 1 - (1,17 * \text{TIRMq})$$

Tq = factor de ajuste de tiempo del trimestre q (que mide el número de trimestres desde el primer trimestre en el que se calculó el Estipendio por Servicios, inclusive, hasta el trimestreq, inclusive), conforme al Apéndice B de los Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo ^[2].

El comportamiento del PESq al principio del horizonte económico del proyecto se mantiene generalmente en cien por ciento (100%), debido a que no se han generado FCq positivos para que la TIRMq del campo adquiera valores mayores a cero por ciento (0%). Dicho en otras palabras, los FCq en esta etapa son menores que cero (0) debido a que se realizan desembolsos fuertes y existen muy bajas tasas de producción. Posteriormente, el PESq disminuye progresivamente de forma lineal (mientras la TIRMq del campo

está entre un rango de cero a sesenta por ciento) desde cien por ciento (100%) hasta alcanzar un límite de treinta por ciento (30%), en el cual se mantiene hasta el final de la vida del proyecto.

El máximo valor que se puede obtener en un trimestre dado por concepto de Estipendio por Producción Incremental ocurre cuando la TIRMq del campo es menor o igual a cero por ciento (0 %), lo que implica que el Porcentaje de Estipendio por Servicios (PESq) sea cien por ciento (100%).

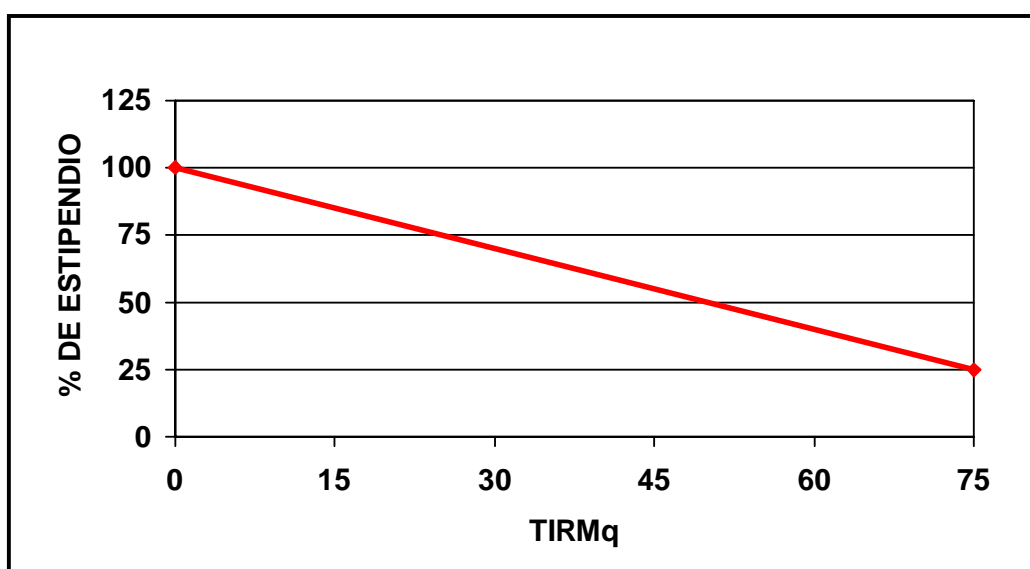


Figura 2-9 Estipendio por Producción Incremental

Como resultado final se tiene que el Estipendio por Producción Incremental bajo estas condiciones es máximo e igual al Valor Neto de Hidrocarburos.

II.5.12 Metodología de Evaluación Económica.

En esta sección se describen, de una manera sencilla, los componentes que integran el flujo de caja de la Contratista, en este caso PETROUCV, y los conceptos básicos que giran en torno al análisis financiero de proyectos, integrando aspectos técnicos para proveer una respuesta efectiva en la

generación de información para la correcta o la más certera toma de decisiones económicas.

El contenido del mismo abarca tópicos tales como: valor del dinero en el tiempo, medición de valor y rentabilidad, riesgo asociado a los proyectos, estructura del financiamiento, entre otros, según la Evaluación de Proyectos. El objetivo de la evaluación económica es determinar las características de rentabilidad y riesgo propias del proyecto por sí mismo, evaluar las probabilidades de recuperar montos invertidos, costos y gastos operativos, y por otra parte, si hay un excedente, que compense el riesgo del “negocio”.

La estructuración y análisis de proyectos puede realizarse en términos reales o en términos nominales. Una evaluación en términos reales o constantes (denominado más adelante términos reales), es aquella en la cual se hace abstracción del efecto inflacionario. Los precios y los costos se determinan de acuerdo al valor de un año base. Sin embargo, una evaluación en términos nominales o corrientes (denominado más adelante términos nominales) es aquella que involucra la inflación en todos los elementos que la componen.

II.5.13 Indicadores Estáticos

Existe una serie de indicadores que no consideran el valor del dinero en el tiempo. Sin embargo, para la evaluación económica objeto de este trabajo se considerará solo uno: tiempo de pago estático.

II.5.13.1 Tiempo de Pago Estático (TPe)

Llamado también Período de Recuperación Estático de la Inversión, es un indicador financiero que consiste en calcular los años en que el proyecto

tarda en recuperar la inversión inicial. Para calcularlo, se suman algebraicamente los flujos anuales hasta el momento en que su resultado es igual a la inversión. Mediante este método, los proyectos con menor tiempo de pago son más atractivos.

El TPe permite medir el riesgo del proyecto en cuanto al plazo de recuperación de capital. A pesar de su utilidad este indicador presenta ciertas desventajas:

- ✓ Ignora las pérdidas o beneficios que se puedan obtener después del período de recuperación.
- ✓ No toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- ✓ No mide el beneficio o rentabilidad de los proyectos.

II.5.14 Indicadores Dinámicos

La incorporación del tiempo, como variable, para el cálculo de los indicadores dinámicos permitirá analizar, en forma más exacta, el comportamiento de los flujos de caja neto de los planes de desarrollo.

Los indicadores más utilizados son el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM), Eficiencia de Inversión (EI) y Tiempo de Pago Dinámico (TPd).

Para este trabajo solo se tomarán los siguientes indicadores: Valor presente neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM).

II.5.14.1 Valor presente neto (VPN)

Este indicador se conoce también como flujo de caja descontado. Es el valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados a un año base. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$VPN = -A_0 + \sum_{N=1}^t \left(\frac{(-A_n + IT_n - CT_n)}{(1 + Td)^n} \right)$$

Ecuación 20.

donde:

A_0 = Inversión inicial (unidad monetaria).

A_n = Inversiones a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

IT_n = Ingresos totales a lo largo del horizonte en un trimestre T_i (unidad monetaria).

CT_n = Costos Totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

Td = Tasa de descuento (%).

Según la bibliografía consultada, las limitaciones del VPN son:

- ✓ No se pueden comparar dos proyectos con diferentes horizontes económicos.
- ✓ No se pueden comparar dos proyectos con diferentes tasas de descuento.

No es útil para decidir entre dos opciones mutuamente excluyentes, por ejemplo el comprar o no un inmueble.

II.5.14.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. En otras palabras, representa el interés compuesto promedio al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de un proyecto, independientemente del costo de capital de la empresa.

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto.

La fórmula que representa a la TIR es la siguiente:

$$VPN = -A_0 + \sum_{N=1}^t \left(\frac{(-A_n + IT_n - CT_n)}{(1 + Td)^n} \right) = 0$$

Ecuación 21.

donde:

A_0 = Inversión Inicial (unidad monetaria).

A_n = Inversiones a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

IT_t = Ingresos totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

CT_n = Costos Totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

TIR = Tasa Interna de Retorno (%).

Para que un proyecto pueda considerarse atractivo utilizando el método de la TIR, el resultado de este indicador debe superar la tasa mínima de rendimiento que tenga la empresa o exigida para el proyecto (tasa de descuento).

II.5.14.2 Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

Es aquella tasa interna de retorno que considera los valores actuales de los flujos negativos y los valores futuros de los flujos positivos de la siguiente forma: la totalidad de flujos de caja netos negativos se descuentan al inicio del horizonte económico, es decir, a la fecha de inicio de operaciones, usando la tasa de descuento, y los de flujos de caja netos positivos se trasladan al final del horizonte económico mediante la tasa fijada de reinversión, la cual para la evaluación económica objeto de este estudio es 12%.

Matemáticamente se puede expresar como:

$$A_0 + \sum_{N=1}^t \frac{CT_n}{(1 + Td)^n} + \sum_{N=1}^t \left(\frac{IT_n + (1 + Tr)^n}{(1 + TIRM)^n} \right) = 0$$

Ecuación 22.

donde:

A_0 = Inversión Inicial (unidad monetaria).

IT_t = Ingresos totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

CT_n = Costos Totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

Td = Tasa de Descuento (%).

Tr = Tasa de Reinversión (%).

TIRM = Tasa Interna de Retorno Modificada (%).

Es importante señalar que la Tasa Interna de Retorno Modificada del campo descrita en la sección 5.10 del presente capítulo, no es la misma Tasa Interna de Retorno Modificada utilizada como indicador económico.

II.5.14.3 Eficiencia de Inversión (EI)

Se define por Eficiencia de Inversión la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

La ecuación que la representa es la siguiente:

$$EI = \frac{VPN_{gen}}{VPN(A)} + 1$$

Ecuación 23.

donde:

EI = Eficiencia de Inversión.

VPN (A) = Valor Presente Neto de la Inversión Total (unidad monetaria).

VPN gen = Valor Presente Neto generado por el Proyecto (unidad monetaria).

II.5.14.4 Tiempo de Pago Dinámico (TPd)

Llamado también Período de Recuperación Dinámico es el tiempo necesario para que la suma de los flujos de caja netos anuales descontados equipare la

inversión inicial. Matemáticamente la expresión se representa de la siguiente manera:

$$\sum_{n=1}^{TPd} \left(\frac{(-An + ITn - CTn)}{(1 + Td)^n} \right) = 0$$

Ecuación 24.

donde:

Ao = Inversión Inicial (unidad monetaria).

An = Inversiones a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

ITn = Ingresos totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

CTn = Costos Totales a lo largo del horizonte en un trimestre n (unidad monetaria).

Td = Tasa de Descuento (%).

TPd = Tiempo de Pago Dinámico (periodo de tiempo en que se hacen los flujos)

Este indicador no toma en cuenta lo que pueda suceder después, del período de pago de la inversión inicial y su peculiaridad radica en que, junto con el TPe, es el único indicador de tiempo. El TPd resulta muy útil como complemento del VPN y de la TIR.

II.5.15 Métodos de Depreciación.

La depreciación es un elemento de costo (egreso sin desembolso) que se incluye en los cálculos para hallar el Reembolso de Capital de la Contratista, de manera que contractualmente, el monto del capital invertido en la compra

de activos a nombre de PDVSA será reintegrado hasta la depreciación de los mismos en un trimestre dado y constituirá el Reembolso de Capital siempre y cuando el Estipendio por Servicios así lo permita (ver sección 5.3. del presente capítulo).

Conceptualmente, la depreciación corresponde al valor estimado de uso de los activos que componen el Plan de Desarrollo durante la vida útil del mismo.

Se consideran activos y pasivos no monetarios, todos aquellos que por su naturaleza o características son susceptibles de protegerse de la inflación. Entre los activos no monetarios se tiene: terrenos, construcciones, vehículos, maquinarias, instalaciones, inventarios, cuentas por cobrar en moneda extranjera, cuentas por cobrar en bolívares reajustables, inversiones en empresas a excepción de los Títulos de Valores.

Entre los pasivos no monetarios destacan: cuentas por pagar en moneda extranjera, deuda en bolívares reajustable, préstamo de los accionistas. En patrimonio están: capital social, ganancias retenidas, reservas.

El impacto que causaría la revalorización de activos no monetarios es el aumento de la renta gravable, sin embargo una revalorización de los pasivos no monetarios causaría una disminución en la renta gravable, al igual que la revalorización del patrimonio.

Los activos a depreciar por el método de línea recta serán el cero por ciento (0%) de los activos totales, y por el método de unidad de producción se depreciarán el cien por ciento (100%) de los mismos, para así completar el cien (100%) de los activos adquiridos por la Operadora en nombre de PDVSA.

Seguidamente se presentan en detalle los dos métodos utilizados para el cálculo de la depreciación:

II.5.15.1 Línea recta.

Se aplica al cero por ciento (0%) de todas las inversiones en activos fijos cuya vida útil se asocia a un período determinado. El monto de depreciación en cada período será el resultante del costo del equipo entre su vida útil.

Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

Para $n \leq VU$

$$Dp_{\text{LINEA_RECTA}} = \sum_{n=1}^{t-1} \frac{An}{VU}$$

Ecuación 25.

Para $n > VU$

$$Dp_{\text{LINEA_RECTA}} = \sum_{n=1}^{t-1} \frac{An}{VU} - \sum_{n=1}^{t-1-VU} \frac{An}{VU}$$

Ecuación 26.

donde:

Dp = Depreciación

An = Inversiones a lo largo del horizonte en un trimestre n

VU = Vida útil del activo

II.5.15.2 Unidad de Producción.

Del total de los activos se depreciará un cien por ciento (100%) por el método unidad de producción, considerando que este porcentaje incluye todos los activos que se utilizan para: todas las inversiones para producción de petróleo comprendidas desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada en el patio de tanques, incluyendo: pozos y sus componentes, estaciones y líneas de flujo, tubos múltiples, estaciones y líneas recolectoras hasta el patio de tanques, caminos de acceso a los pozos y demás activos asociados a la producción de crudo,

El método de cálculo de depreciación por unidad de producción se efectúa de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$ACTIVOS_UP = ACTIVOS_{PDVSA} * \%DEPRECIACIÓN_UP$$

Ecuación 27.

$$ACTIVOS_ACUMULADOS = \sum_{n=1}^t ACTIVOS_UP$$

Ecuación 28.

$$ACTIVO_{NO_DEPRE} = (ACTIVOS_{ACUMU.} - DEPRECIACIÓN_{ACUMU.})_{TRIM.ANTERIOR}$$

Ecuación 29.

donde:

ACTIVO_{NO_DEPRE}: Activo no depreciados.

ACTIVOS_{ACUMU.}: Activo acumulados.

DEPRECIACIÓN_{ACUMU.}: Depreciación acumulada.

TRIM.ANTERIOR: trimestre anterior

$$\text{TASA DE DEPRECIACIÓN} = \frac{\text{ACTIVOS NO DEPRECIADOS} + \text{ACTIVOS UP}}{\text{RESERVAS REMANENTES}}$$

Ecuación 30.

donde:

UP = Unidad de Producción.

ACTIVOS UP = Activos depresivos por el método unidad de producción.

II.5.16 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es el método que persigue determinar cuán sensible es el proyecto ante variaciones de uno o más parámetros (uno a la vez) o, en otras palabras, revela el efecto que sobre la rentabilidad tienen las variaciones en los pronósticos de las variables relevantes. La visualización de los parámetros más sensibles de afectar los resultados de la evaluación, frente a distintos grados de error en su estimación, permitirá decidir sobre la necesidad de realizar estudios más profundos a objeto de mejorar las estimaciones y reducir el riesgo asociado.

La variación del VPN o cualquier otro indicador al cambiar solo uno de los parámetros del proyecto a la vez (inversiones, producción de petróleo, costos y gastos operativos, precios de crudos marcadores), es lo que permite obtener un diagrama llamado “Diagrama Araña”, como el que se muestra en la figura 2-10.

La metodología para graficar el diagrama araña es la siguiente:

- ✓ Se determinan las variables a incluir en el análisis, que en nuestro caso son: inversiones, producción de petróleo, costos y gastos operativos, precio fórmula.
- ✓ Se estima el intervalo de variación de cada una de ellas.
- ✓ Se calcula individualmente los resultados de los indicadores financieros a medir para diversos valores dentro del intervalo de variación.
- ✓ Se grafican las “desviaciones” o porcentaje de variación de los parámetros de las variables seleccionadas en el eje de las abscisas con relación a los nuevos VPN en el eje de las ordenadas. El porcentaje de desviación de cero por ciento (0%), corresponde a los valores originales de cada variable.

Las limitaciones que presenta el análisis de sensibilidad son:

- ✓ Considera variaciones constantes a lo largo del horizonte económico.
- ✓ Resulta complejo determinar variaciones de varias variables a la vez.

<i>Variable</i>	<i>% de Desviación</i>	
<i>Inversión</i>	-35	+80
<i>Volumen de Producción</i>	-35	+80
<i>Precios</i>	-35	+80
<i>Costos y Gastos Operacionales</i>	-35	+80

Tabla 2-2 Porcentaje de Desviación de las Variables del Proyecto.

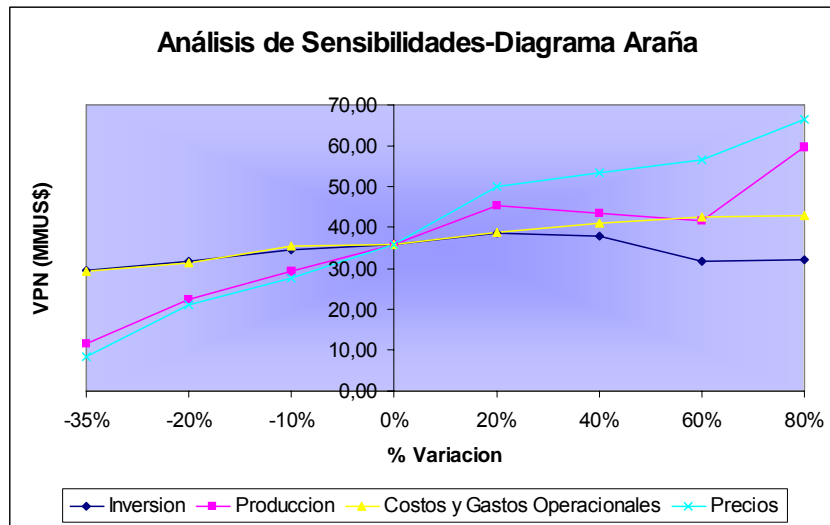


Figura 2-10 Análisis de sensibilidad. Diagrama Araña.

Para la evaluación económica del convenio, se utilizaron las siguientes premisas, que serán las variables más importantes en el desarrollo del proyecto:

Horizonte económico	20 años
Costo de operación (basado en la operación de campos vecinos) (\$/Bbl)	3,0
Regalía (de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos vigente) (%)	30
Tasa de descuento (%)	10
Impuesto sobre la renta (%)	34
Impuestos municipales (%)	4
Gravedad del crudo (° API)	16
Tasa de declinación (%)	26
Gastos administrativos de PDVSA (de los ingresos) (%)	1
Factor K (costo de manejo del crudo)(\$ / Bbl)	0,16

Tabla 2-3 Premisas para el Análisis Económico.

II.6 Simulación de Monte Carlo (MC)

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos.

Los orígenes de esta técnica están ligados al trabajo desarrollado por Stan Ulam y Ojón Von Neumann a finales de los 40 en el laboratorio de Los Álamos, cuando investigaban el movimiento aleatorio de los neutrones. En años posteriores, la simulación de Monte Carlo (MC) se ha venido aplicando a una infinidad de ámbitos como alternativa a los modelos matemáticos exactos o incluso como único medio de estimar soluciones para problemas complejos. Así, en la actualidad es posible encontrar modelos que hacen uso de simulación Monte Carlo en las áreas de informática, empresarial, económica, industrial e incluso social.

En otras palabras, la simulación de Monte Carlo está presente en todos aquellos ámbitos en los que el comportamiento aleatorio o probabilístico desempeña un papel fundamental, precisamente, el nombre de Monte Carlo proviene de la famosa ciudad de Mónaco, donde abundan los casinos de juego y donde el azar, la probabilidad y el comportamiento aleatorio conforman todo un estilo de vida.

La simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y los ordenadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado va cambiando con el paso del tiempo, se recurre bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).

La clave de la simulación Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (*inputs* del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos *inputs* o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en (1) generar – con ayuda del ordenador- muestras aleatorias (valores concretos) para dichos *inputs*, y (2) analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir “n” veces este experimento, se dispone de “n” observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo –obviamente, el análisis será más preciso cuanto mayor sea el número “n” de experimentos que se lleven a cabo.

Hasta ahora se ha visto diversos modelos de riesgo no probabilísticos, siendo el más importante el análisis de sensibilidad, el cual tiene como limitación considerar variaciones muy rígidas en los parámetros de análisis a lo largo del horizonte económico.

Todos estos métodos reconocen la existencia de una serie de suposiciones realizadas durante la ejecución del análisis financiero, cuyo impacto sobre el proyecto es difícil de evaluar en ausencia de una metodología determinada. Por mayor que sea el esfuerzo en realizar los pronósticos con precisión, cada variable independiente o elemento del flujo de caja contiene, por ser precisamente una estimación hacia el futuro, un cierto grado de incertidumbre, el cual fluctuará bajo un comportamiento que, si bien puede ser estimado dentro de un rango, no será posible de determinar con absoluta precisión. Todas estas fluctuaciones se combinan y multiplican, conformando en definitiva un factor de riesgo del proyecto que, en algunos casos, podría llegar a niveles críticos.

Este método, basado en la Ley de los Grandes Números demuestra que, cuando las variables independientes se expresan como una distribución continua, los resultados de la variable dependiente tomarán la forma de distribución normal, siempre y cuando se ejecute una muestra significativa de combinaciones de las variables independientes (iteraciones).

El método de simulación de Monte Carlo requiere, como datos de entrada, la asignación de una distribución continua de probabilidades para cada una de las variables independientes sujetas a variación (elementos del flujo de caja: inversión, precios y costos).

La distribución para cada elemento de flujo de caja puede ser rectangular, triangular, binomial, polinómica, etc., dependiendo de la información disponible. El nivel mas bajo de información corresponde a una distribución triangular, la cual se utiliza cuando solo se dispone de probabilidades sin tendencia y un valor esperado o más probable. Este tipo de estimación proviene, generalmente de un estudio superficial durante los primeros estudios del proyecto.

Resumiendo, el procedimiento que sigue el método de simulación de Monte Carlo es el siguiente:

1. Se establecen los valores y la distribución para cada parámetro o variable independiente.
2. Se definen las ecuaciones de la distribución acumulada de probabilidades $F(x)$ para cada variable independiente.
3. Se generan números aleatorios entre cero y uno, diferentes para cada variable independiente.
4. Se asigna un número aleatorio a $F(x)$ sobre la cual se calculan los

valores de las variables independientes.

5. Se registra el resultado en el intervalo de clase correspondiente.
6. Se repiten los pasos tres al cinco anteriores una gran cantidad de veces (100, 1.000 o 10.000. etc.), hasta que la curva normal de las variables dependientes tome una forma de campana suficientemente definida y cuya variación al realizar nuevas iteraciones no sea significativa.
7. Se construyen los diagramas de frecuencia relativa y acumulada respectivamente.

I.7 Definición de Términos Básicos

Acumulación: es cualquier grupo de yacimientos, formaciones o depósitos de hidrocarburos que comúnmente serían considerados como un solo campo, de conformidad con los estándares de la Industria Petrolera Internacional.

Área: es el “área” descrita en el anexo A del convenio, o la resultante de la prórroga del convenio prevista en la cláusula 19.2.

Barril: es una cantidad equivalente a 42 galones de los Estados Unidos, medida a una temperatura de 60° Fahrenheit bajo una atmósfera de presión.

Campo: es cualquier formación o grupo de formaciones de hidrocarburos que sea descrita como campo o yacimiento por la operadora en un Plan de Desarrollo sometido a PDVSA.

Capacidad del punto de entrega: es para cualquier periodo y punto de entrega y para los hidrocarburos de cualquier tipo y calidad, el volumen

máximo de producción de los hidrocarburos, que la operadora está autorizada a entregar en el punto de entrega en cuestión.

Convenio: es el Convenio Operativo del que forman parte PDVSA Petróleo y la Universidad Central de Venezuela, para formar a la operadora PETROUCV.

Descubrimiento de gas libre: es un descubrimiento de hidrocarburos dentro del área que consta de gas natural y condensados asociados, que se encuentren a las condiciones del yacimiento respecto al cual, haya probabilidad de que su venta o disposición comercial pudiera ser necesaria para lograr la producción comercial.

Desembolsos operativos: significa los desembolsos cargables propuestos en un trimestre, que se clasifiquen o pudiesen ser clasificados como egresos corrientes de acuerdo con los Procedimientos Contables establecidos en el Convenio Operativo.

Estándares de la industria petrolera internacional: son las prácticas y los procedimientos comúnmente empleados en la industria petrolera mundial por operadores prudentes y diligentes, en condiciones y circunstancias similares a las que se produzcan con los aspectos pertinentes de los servicios operativos.

Estipendio por Servicios: es el pago efectuado a la operadora en i) reembolso de los anticipos efectuados por la operadora para la adquisición de bienes y servicios en nombre de PDVSA y en ii) retribución por los servicios suministrados por la operadora en virtud de este convenio, todo de conformidad con lo dispuesto en la cláusula XVII y en los procedimientos contables.

Factor de declinación de la producción base: es la fracción de la declinación anual de la producción base, expresada como un número decimal.

Fecha de inicio de operaciones: es la fecha en la que el operador asume de la responsabilidad de todas las actividades que se prevén en el convenio, para ser realizadas dentro del área.

Fórmula de precio: es la fórmula utilizada para determinar el valor de cualquier producción.

Gas asociado: es el gas natural, el cual se determinará sobre la base de la relación gas/petróleo que se produzca en el área que no sea un descubrimiento de gas libre. Utilizable para fines de levantamiento artificial por gas y recuperado posteriormente, se considera como producido por el área.

Gas natural: es el gas rico o seco, así como cualquier otro hidrocarburo gaseoso y todas las sustancias contenidas en los mismos, que son producidos por pozos de petróleo.

Hidrocarburos: son los compuestos que químicamente se estructura de hidrógeno y carbono, principalmente petróleo y gas natural.

Hidrocarburos líquidos son los crudos, cualquiera que sea su gravedad, que se produzcan a boca de pozo en su estado líquido, en condiciones ambientales de temperatura y presión atmosférica, o aquéllos que se obtengan del gas natural por condensación natural.

Impuesto de Explotación: es con respecto a cualquier producción y a cualquier período, el monto estimado, determinado en la forma prevista en los Procedimientos Contables, que refleja el impuesto de explotación que debe pagarse con la relación a dicha producción durante dicho período.

Ley o decisión: es cualquier ley aplicable, reglamento, ordenanza, código, fallo, regulación, orden, auto, embargo, decreto, solicitud, sentencia, decisión, permiso, emanada de cualquier autoridad del gobierno venezolano o cualquier convenio obligante suscrito con cualquier autoridad del gobierno de la República Bolivariana de Venezuela.

Operador: es PETROUCV S.A., una sociedad anónima constituida en la República Bolivariana de Venezuela y cualquier Operador de reemplazo nombrado.

Partes: son PDVSA, la operadora y, luego de su adhesión a este convenio, el Operador

Período Pre-Operativo: es el período desde la fecha de entrada en vigencia de este convenio hasta la fecha de inicio de operaciones.

Período de Operación: es el periodo de veinte (20) años, o el lapso de menor duración que pueda ser contemplado en el Plan de Desarrollo para el área, el mismo pueda ser modificado ocasionalmente y que comienza en la fecha de inicio de operaciones con respecto al área o en la fecha de aprobación PDVSA del Plan de Desarrollo correspondiente, lo que ocurra mas tarde.

Plan de Desarrollo: es el plan que la operadora presenta a PDVSA y que ésta aprueba conforme a las cláusulas 6.3 u 8.2, en cada caso en cumplimiento de los requisitos establecidos en el anexo C del convenio, en la medida en

que les sea aplicables a dicha área, y de los requisitos previstos, y en cada caso con las modificaciones posteriores que se realicen conforme a este convenio.

Procedimientos contables: son procedimientos administrativos que reflejan de manera consistente los costos de la exploración de hidrocarburos en el área, facilitar el pago de los estipendios por servicios y permitir a las partes cumplir las demás obligaciones y responsabilidades que para ellos se establecen en el convenio.

Producción: son los hidrocarburos obtenidos de la explotación del área.

Producción base: es la producción inicial con que fue entregada el campo a la operadora.

BPDF: factor de declinación de la Producción Base, expresado como porcentaje.

Producción Base Inicial: es un volumen de producción de hidrocarburos líquidos en el primer trimestre del periodo de operación, determinado conforme a la cláusula 11.9.

Producción Incremental: es con respecto a cualquier trimestre, toda la producción que exceda de la producción base de dicho trimestre.

Tasa Económica Máxima: es la tasa máxima de producción que se puede alcanzar en el área, a los fines de obtener la máxima recuperación económica definitiva de las reservas respectivas, dentro de los principios razonables de ingeniería y economía y conforme a los estándares de la industria petrolera internacional.

Trimestre: significa un período entre el 1° de enero y el 31 de marzo, el 1° de abril y el 30 de junio, el 1° de julio y el 31 de septiembre o el 1° de octubre y el 31 de diciembre de cualquier año Calendario.

(US\$): es la moneda de curso legal de los Estados Unidos de América.

Valor Neto de Hidrocarburos o VNH: significa, con respecto a cualquier trimestre, el valor monetario de la Producción Incremental del área en cuestión, que sea entregada en dicho trimestre en el o los puntos de entrega aplicables.

III Capítulo III: Marco Metodológico.

De los estudios integrados (geología, petrofísica y yacimiento), mapas, registros e información de yacimientos, se localizaron los pozos prospectos para la producción del campo. Esto se hizo para conocer el potencial que aún posee el área y la importancia de cada pozo.

Para los nuevos prospectos se revisaron los mapas isópacos estructurales de los yacimientos. Esto se hizo con el fin de determinar que yacimientos serían prospectos de explotación por cada pozo en estudio. Para los pozos de reacondicionamientos y lo que actualmente producen, se revisaron cuales eran sus yacimientos primarios, secundarios y terciarios para reorganizar sus objetivos. Los mapas utilizados para hacer el estudio fueron los realizados en el año 2000, y comparados con los mapas oficiales del campo.

La declinación de la tasa de producción por agotamiento natural, se obtuvo de la observación de los reportes de producción de la tasa de petróleo, encontrados en los sumarios, y se procedió a estudiar y estimar el porcentaje de declinación de la tasa de petróleo por yacimiento. Para aquellos yacimientos que no han sido explotados o no poseen la información suficiente se utilizó la tasa de declinación promedio establecida en el convenio para el Campo Socororo del 26%.

Luego de establecida la declinación para cada yacimiento, se procedió a revisar la historia de los pozos vecinos, con el fin de conocer las tasas de petróleo iniciales con que produjo cada pozo por yacimiento completado y puesto a producir. También, se observó la ubicación, dentro de los mapas estructurales e isópacos de arena neta de hidrocarburos de los yacimientos, objetivo de los pozos seleccionados para reactivar. Se verificó el espesor neto de la arena petrolífera y la cercanía con los contactos de agua-petróleo

y gas-petróleo. Y, finalmente, se asignó un valor de tasa de petróleo por pozo con la que se espera que drene cada horizonte prospecto de explotación.

En forma general, se procedió por tres etapas importantes:

- ✓ Generación de los escenarios de producción.
- ✓ Realización del programa que genera el pronóstico de los datos de producción.
- ✓ Análisis económico y viabilidad de los escenarios de producción.

III.1 Generación de los Escenarios de Producción

Para la elaboración de los escenarios se necesitaban establecer cuales son las principales consideraciones hechas en el Convenio Operativo Socororo. Debido al retraso en las actividades operacionales, se presentó un desfase entre el Plan de Desarrollo y las actividades en el campo. En el convenio se estableció un tiempo determinado de veinte años, de los cuales han transcurrido tres años y no se han cumplido las metas establecidas en el Plan de Desarrollo.

Se establecen y plantean los siguientes escenarios:

1. Escenario A:

El cual establece la producción del campo para las reservas probadas, de los pozos activos (pruebas de actividad del campo hechas para el mes de mayo del presente año), teniendo como limitación el tiempo determinado del convenio o la vida útil de los pozos. Esto con la finalidad de reactivar, desarrollar y producir las reservas probadas del área. En algunos casos, ciertos pozos cuentan en su horizonte, con cuatro ó cinco ó más prospectos,

de los cuales fueron jerarquizados por la arena neta petrolífera; mejor desarrollo de las reservas remanentes; aquellos prospectos que poseían la mejor gravedad °API del crudo; baja relación gas-petróleo, era un factor determinante.

La tabla 3-1, muestra los veintidós (22) pozos que cuentan con sus prospectos para este escenario.

Pozo	1er prospecto	2do prospecto	3er prospecto
ES-417	U1M,L (ES-417)	U1U (ES-417)	TM (ES-438)
ES-420	U2U (ES-420)	U4U (ES-420)	U1M,L (ES-420)
ES-425	U1M,L (ES-417)	U1U (ES-425)	TM (ES-425)
ES-428	TM (ES-438)	TU (ES-418)	S2 (ES-423)
ES-429	TU,M (ES-423)	-	-
ES-432	TM (ES-438)	U2U (ES-418)	S2 (ES-423)
ES-436	S5 (ES-436)	TU (ES-418)	TM (ES-438)
ES-438	TM (ES-438)	U1M,L (ES-417)	TU (ES-418)
ES-450	U2U (ES-418)	U1M,L (ES-417)	U1U (ES-417)
ES-452	U2M,L (ES-417)	U1M,L (ES-417)	U1U (ES-417)
ES-453	U2M,L (ES-417)	U2U (ES-418)	U1M,L (ES-417)
ES-457	U2M,L (ES-417)	U2U (ES-418)	U1U (ES-417)
ES-401	U1U,M (SOC-3)	U4M,L (SOC-3)	TU (ES-415)
ES-404	P2	-	-
ES-446	U1,M (SOC-3)	TU (ES-415)	R4L (ES-401)
ES-451	U1U,M (SOC-4)	U1M (SOC-3)	U1L (ES-401)
ES-454	U4M,L (SOC-3)	U2M (SOC-5)	U1U (SOC-3)
ES-455	U1U,M (SOC-3)	TU (ES-415)	R4L (ES-401)
ES-456	U1U,M (SOC-3)	TU (ES-415)	R4L (ES-401)
Soc-3	U1U,M (SOC-3)	U2M (SOC-5)	U2U (ES-401)
Soc-4	U1,M (SOC-3)	U1L (ES-4019)	TU (ES-415)
Soc-5	U2M,L (SOC-3)	U4M,L (ES-417)	U2U (ES-401)

Tabla 3-1 Pozos seleccionados para el escenario A con sus respectivos prospectos

La tabla 3-2, describe la actividad que se realizará en el escenario A, para proyectar la producción en la duración del proyecto. Donde solo se aprecian trabajos de reacondicionamientos y de servicios; no hay perforación de nuevos pozos para el escenario A.

	Perforación			RA/RC y/o servicios
	Vertical	AA	Horizontal	
2006	-	-	-	6
2007	-	-	-	7
2008	-	-	-	4
2009	-	-	-	4
2010	-	-	-	1
2011	-	-	-	4
2012	-	-	-	2
2013	-	-	-	2
2014	-	-	-	2
2015	-	-	-	2
2016	-	-	-	-
2017	-	-	-	-
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
TOTAL	0	0	0	34

Tabla 3-2 Presentación de la actividad del campo para el escenario A.

2. Escenario B:

En este escenario, los pozos producirán las reservas probadas. Los reacondicionamientos a realizar son de cuarenta y siete (47) pozos, del los cuales se distribuye en veintidós (22) pozos, del escenario A y veinticinco (25) pozos inactivos adicionales, que se encuentran en el AMS.

Pozo	1er prospecto	2do prospecto	3er prospecto
CAC-4	U5 (CAC-4)	U1L (CAR-7)	U1M (CAC-4)
CAC-6	U1U (CAC-6)	-	-
CAR-10	U1L (CAR-12)	U5 (CAR-7)	R0M (CAR-15)
CAR-12	U1U (CAC-XX)	U1M (CAC-XX)	U1L (CAR-XX)
CAR-13	J3M (CAR-13)	P1 (ES-107)	-
CAR-14	U3 (CAR-14)	U1L (CAR-9)	-
CAR-15	R0M (CAR-15)	J3M (CAR-15)	-
CAR-3	U1M (CAR-12)	P1 (ES-107)	-
CAR-5	M2 (CAR-5)	-	-
CAR-7	S3 (CAR-3)	U1L (CAR-7)	U5 (CAR-3)
CAR-8	U2L (CAR-8)	R0M (CAR-7)	-
ES-111	U1M (CAR-12)	P1 (ES-107)	-
ES-112	M4 (ES-112)	R0L (ES-103)	P1 (ES-107)
ES-402 ST	U1U (ES-402)	U1M (ES-402)	TU (ES-402)
ES-406 ST	P2 (ES-404)	-	-
ES-407 ST	P2 (ES-404)	-	-
ES-415 ST	TU (ES-415)	-	-
ES-419A	U2M,L (ES-417)	U2U (ES-418)	U1M,L (ES-417)
ES-427	U5 (ES-427)	U1L (ES-427)	U1M (ES-427)
ES-435	U2M,L (ES-417)	U2U (ES-418)	-
ES-441	TU (ES-441)	-	-
ES-442	U5 (ES-442)	U2L (ES-442)	U2U (ES-449)
ES-447	U5 (ES-427)	U1L (ES-427)	R0 (ES-427)
ES-449	U5 (ES-442)	U1L (ES-449)	U1M (ES-449)
SOC-1 ST	P2 (SOC-1)	-	-

Tabla 3-3 Pozos seleccionados para el escenario B con sus respectivos prospectos.

	Perforación			RA/RC y/o servicios
	Vertical	AA	Horizontal	
2006	-	-	-	6
2007	-	-	-	2
2008	-	-	-	3
2009	-	-	-	5
2010	-	-	-	9
2011	-	-	-	11
2012	-	-	-	6
2013	-	-	-	3
2014	-	-	-	4
2015	-	-	-	4
2016	-	-	-	6
2017	-	-	-	
2018	-	-	-	
2019	-	-	-	
2020	-	-	-	
2021	-	-	-	
2022	-	-	-	
TOTAL	0	0	0	59

Tabla 3-4 Presentación de la actividad del campo para el escenario B.

3. Escenario C:

Este escenario producirá reservas probadas. La perforación de pozos horizontales y de alto ángulo, es un medio por el cual la producción del área podría aumentar significativamente.

Por lo cual en la revisión que se realiza en el Plan de Desarrollo en el año 2002, del programa de perforación de PetroUCV, se contemplan la perforación de ocho (8) pozos horizontales y veinte (20) pozos alto ángulo, para un total de 28 pozos. Este programa se llevará a cabo para el año en curso y los próximos cuatro años (2005-2009), esto con la finalidad de reactivar y desarrollar la producción del campo. Adicionales a esto se tiene los veintidós pozos del escenario A, para un total de 50 pozos activos.

Pozo	1er prospecto	2do prospecto
E-PV (ES-459)	U1M,L (ES-417)	-
E-PU (ES-460)	U1M,U (SOC-3)	TU (ES-415)
E-PX (ES-458)	U2M,L (ES-417)	U1M,L (ES-429)
E-QD (ES-461)	U1U (SOC-3)	U1M (SOC-3)
E-QI (ES-462)	TU (ES-415)	P2 (ES-401)
E-QM (ES-463)	U2M,L (SOC-5)	U2U (ES-401)
PUCV19 (ES-464)	U1M,U (SOC-3)	-
PUCV02 (ES-465)	U2M,L (ES-420)	U2U (ES-420)
E-QK (ES-466)	U1M,U (SOC-3)	-
PUCV20 (ES-467)	P2 (ES-404)	-
E-PY (ES-468)	U5L (ES-427)	U1L (ES-427)
E-PZ (ES-469)	U2L (ES-427)	U1M (ES-427)
PUCV11	U1M (ES-427)	U1L (ES-427)
PUCV15	TU (ES-411)	-
PUCV03	U1M,L (ES-420)	TM (ES-420)
PUCV06	TU (ES-418)	S2 (ES-423)
PUCV16	U2 SERIE 300	-
PUCV17	U1 SERIE 300	-
PUCV13	U1L SERIE 200	U1M(ES-427)
PUCV09	U1K4	-
ES-454	U2 (SOC-3)	U2U (ES-401)
ES-457	U1M,L (ES-417)	U2U (ES-418)
E-QB	U3L (CAR-6)	
E-QE	U2M (CAR-9)	U1L (CAR-10)
E-QC	R3U (ES-106)	-
PUCV04	U2M,L SERIE 300	-
PUCV07	U2M,L SERIE 300	-
PUCV21	U2L,U3,4,5,6,7 (ES-408)	-

Tabla 3-5 Pozos seleccionados para el escenario C con sus respectivos prospectos

La tabla 3-5, proyectan las actividades que se presentarán para el desarrollo entre las perforaciones y reacondicionamientos en este escenario.

	Perforación			RA/RC y/o servicios
	Vertical	AA	Horizontal	
2006	-	5	3	6
2007	-	7	4	1
2008	-	4	-	3
2009	-	4	1	7
2010	-	-	-	2
2011	-	-	-	11
2012	-	-	-	5
2013	-	-	-	7
2014	-	-	-	7
2015	-	-	-	4
2016	-	-	-	-
2017	-	-	-	-
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
TOTAL	0	20	8	53

Tabla 3-6, Presentación de la actividad del campo para el escenario C.

La producción de petróleo de estos pozos y la producción del escenario A, proporcionará la totalidad de los datos de producción de este escenario.

4. Escenario D:

Los valores totales de producción de este escenario, se generarán con la sumatoria de la producción de los escenarios anteriores (A+B+C) desarrollando las reservas probadas. Es decir, los veintidós (22) pozos del escenario A, más los 25 pozos reactivados del escenario B, más los 28 pozos a perforar del escenario C, para tener un total de 75 pozos activos.

El agotamiento natural de los pozos, en el escenario A; el reacondicionamiento y servicios a pozos inactivos del campo, del escenario

B; la perforación y activación de pozos horizontales y de alto ángulo, del escenario C; se contemplan para este escenario.

	Perforación			RA/RC y/o Servicios
	Vertical	AA	Horizontal	
2006	-	5	3	6
2007	-	7	4	20
2008	-	4	-	8
2009	-	4	1	7
2010	-	-	-	20
2011	-	-	-	7
2012	-	-	-	14
2013	-	-	-	10
2014	-	-	-	13
2015	-	-	-	-
2016	-	-	-	-
2017	-	-	-	1
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
TOTAL	0	20	8	106

Tabla 3-7, Presentación de la actividad del campo para el escenario D.

5. Escenario E:

Los pozos que producirán las reservas probadas, probables y posibles se desarrollarán en este escenario. En la búsqueda de mayor producción y asegurar la meta planteada en el Plan de Desarrollo, la producción de 51MM BN.

Localizaciones	1° Prospecto	2° Prospecto	3° Prospecto
RPP1	U1M	U1U	TU
RPP2	U5	U1L	U1U
RPP3	U5	-	-
RPP4	U5	U1I	-
RPP5	U1U	TU	-
RPP6	U2M	U1U	TU
RPP7	U2U	-	-
RPP8	U1L	U1M	-
RPP9	U1M	-	-
RPP10	TU	-	-
RPP11	U4M,L	U2L	P2
RPP12	U3	U1U	-
RPP13	U2M	U1M	TU
RPP14	U1M	U1U	-
RPP15	U5	U1L	-
RPP16	U5	-	-
RPP17	U1U	-	-
RPP18	U1U	TU	-
RPP19	U2M	U1U	-
RPP20	U2U	-	-
RPP21	U1L	U1M	-
RPP22	U1M	-	-
RPP23	TU	-	-
RPP24	U4M,L	U2L	-
RPP25	U3	U1U	-
RPP26	U2M	U1M	-
RPP27	U3	-	-
RPP28	TU	-	-
RPP29	U4M,L	-	-
RPP30	U2M	-	-

Tabla 3-8 Pozos seleccionados para el escenario E con sus respectivos prospectos

Localización	Ubicación	Tipo de Pozo
RPP1	Al sur del pozo 441	Vertical
RPP2	Al norte del pozo 407	Vertical
RPP3	Al sur del pozo 406	Vertical
RPP4	Pozo Exploratorio	Vertical
RPP5	Pozo Exploratorio	Vertical
RPP6	Al este del pozo 443	Vertical
RPP7	Al sur del pozo 403	Vertical
RPP8	Al sur del pozo CAR2	Vertical
RPP9	Al norte del pozo 416	Vertical
RPP10	Al sur del pozo SOC5	Vertical
RPP11	al este del pozo SOC3	Vertical
RPP12	al este del pozo SOC3	Avanzada
RPP13	al este del pozo SOC3	Vertical
RPP14	Al sur del pozo 441	Alto Angulo
RPP15	Al norte del pozo 407	Vertical
RPP16	Al norte del pozo 407	Vertical
RPP17	Al este del pozo 443	Alto Angulo
RPP18	Al este del pozo 443	Alto Angulo
RPP19	Al sur del pozo 403	Vertical
RPP20	Al sur del pozo CAR2	Vertical
RPP21	Al norte del pozo 416	Vertical
RPP22	Al sur del pozo SOC5	Vertical
RPP23	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP24	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP25	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP26	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP27	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP28	Al este del pozo 443	Horizontal
RPP29	al este del pozo SOC3	Horizontal
RPP30	al este del pozo SOC3	Horizontal

Tabla 3-9 Ubicación de los potenciales pozos seleccionados para el escenario E para el desarrollo de las reservas probables y posibles.

Estos se desglosarán en treinta (30) potenciales pozos entre exploratorios y de avanzada, horizontales y alto ángulo para la producción de las reservas probables y posibles. En total se tendrán 105 pozos activos.

	Perforación			RA/RC
	Vertical	AA	Horizontal	
2006	10	5	4	6
2007	3	8	4	7
2008	5	6	-	3
2009	-	4	3	7
2010	-	-	2	20
2011	-	-	-	17
2012	-	-	-	14
2013	-	-	-	10
2014	-	-	-	21
2015	-	-	-	-
2016	-	-	-	-
2017	-	-	-	1
2018	-	-	-	5
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
TOTAL	18	23	13	111

Tabla 3-10 Presentación de la actividad del campo para el escenario E.

III.2 Realización del Programa que Genera los Datos de Producción.

Para el diseño del modelo de producción, se empleó un programa de lenguaje de rápido y fácil manejo. Este fue creado bajo el ambiente, Microsoft Excel, el cual es ideal para los cálculos repetitivos.

Este programa, requiere los siguientes datos de entrada: nombre de la arena a producir, nombres de los pozos que producirán esa arena, en el orden de los prospectos, fecha de inicio de producción del pozo a producir, tasa de producción del pozo (Q_0), declinación de producción del pozo, relación gas-petróleo (RGP), porcentaje del incremento anual de la relación gas-petróleo, porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) y porcentaje del incremento anual de agua y sedimentos.

Como todo programa tiene sus restricciones, estas tienen que ver con el Convenio y parte del Plan de Desarrollo por parte de la empresa operativa.

- ✓ La tasa inicial para el primer prospecto de cada pozo, será estimada de un estudio ampliado, por parte de la Gerencia de Yacimientos de la empresa. Para la cual se tomó un porcentaje de descuento en la tasa inicial, para los restantes prospectos, y así no sobre estimar la producción de hidrocarburos.
- ✓ La vida útil del pozo termina cuando alcance una producción de veinticinco barriles (25 BN) de petróleo diario o que las reservas del yacimiento se consuman.
- ✓ No todos los pozos poseen información sobre su declinación, esto provocará que todos los pozos declinen a un veintiséis por ciento (26%), siempre y cuando no se reporte su declinación.
- ✓ Los pozos no podrán producir desde varias arenas en un mismo instante.

Este programa arroja como resultado la producción acumulada (N_p), gas acumulado (G_p), agua acumulada (W_p), la reservas remanentes finales

después del agotamiento por la producción del petróleo, y se obtienen las gráficas de Q_o , N_p vs tiempo, Q_g , G_p vs tiempo, RGP, G_p vs tiempo, Q_w , W_p vs tiempo, %AyS, W_p vs tiempo. (Apéndice 4). Para el caso de este proyecto se utilizará producción acumulada (N_p), por trimestre.

Debido a que el Área Mayor de Socororo forma parte de los convenios operativos de PDVSA, cualquier propuesta de inversión ha de ser realizada debe registrarse según las normas de capitalización de PDVSA.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													Reservas
2	Yacimiento	Pozo	Reservas remnentes	qo	% Declinación	RGP	% RGP	% AyS	% AyS.	NP	GP	Wp	Remanentes
3			BBL	BBL/d	%	PCN/BBL	%	%	%	BBL	PCN	Bblw	Finales
4													
5	U5 (CAR-7)	CAR-7	53000	20	26	450	2	3	2	607	273410	4	52393
6													
7													
8													
9	U3 (CAC-6)	CAR-14	294000	100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	190561
10													
11													
12													
13	U2M (CAR-9)	E-QE	1460000	100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	1356561
14													
15													
16													
17	U2L (CAR-8)	CAR-8	185000	100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	81561
18		CAR-7		100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	Valor negativo
19													
20													
21	U1M (CAR-12)	CAR-10	95000	50	26	450	2	3	2	34574	15944864	512	60426
22		ES-111		50	26	450	2	3	2	34574	15944864	512	25852
23		CAR-12		50	26	450	2	3	2	34574	15944864	512	Valor negativo
24													
25	U1L (CAR-14)	CAR-14	953000	100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	849561
26		E-QE		100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	746122
27													
28													
29	ROM (CAR-15)	CAR-10	101000	100	26	450	2	3	2	103439	48569072	3071	Valor negativo

Figura 3-1 Programa de Producción. Hoja principal, entrada de datos y resultados.

III.3 Análisis Económico Y Viabilidad de los Escenarios De Producción

Para estipular el mejor escenario desde el punto de vista económico se tomó como parámetros de decisión el Valor Presente Neto (VPN) y el tiempo de pago (T_{dp}), ya que otros parámetros como la Eficiencia de la Inversión (EI) no son eficientes, para hacer comparaciones de evaluación entre diversos

proyectos. Para la viabilidad de un proyecto, se debe cumplir que el Valor Presente Neto sea mayor que cero y la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor al quince por ciento (15%), según requerimientos de PDVSA.

En el Apéndice 6 se muestran los detalles de las inversiones y los gastos anuales, para los escenarios A, B, C, D y E.

III.3.1 Realización del Programa a Utilizar para la Evaluación Económica

El programa se realizó en base a otro ya existente llamado MECEM, realizado en el Trabajo Especial de Grado por los ingenieros Nelson Durán y Gloria Colmenares^[1]. Lo que se quería con este programa era que realizara el estudio a diferentes intervalos de tiempo, a fin de poder evidenciar los diferentes cambios que pudieran presentar los parámetros, como VPN y Tiempo de Pago de la inversión. Dicho programa fue desarrollado bajo el lenguaje Visual Basic, y como programa base Excel. Se procedió a revisar el programa MECEM, en donde se encontraron los siguientes aspectos:

- ✓ El programa se comportaba rígidamente al momento de querer cambiar el tiempo en que se realizaba el proyecto, es decir, el programa solo aceptaba fechas de inicio del proyecto anteriores al 2001.
- ✓ Al momento de realizar el análisis de sensibilidades, los datos que se obtenían de los intervalos de variación de los parámetros a modificar, no venían directamente de la ejecución del programa, sino que eran celdas modificables, es decir, no tenían ninguna fórmula asociada, por lo que simplemente eran celdas de inserción de datos.
- ✓ En el programa se localizó un sistema de seguridad de tal manera que

no se podían realizar cambios sobre el mismo, por lo tanto la empresa no podía ejecutar el programa sobre otros proyectos.

- ✓ Cuando se intentaba modificar cualquier secuencia del programa, se observó que existían datos ocultos dentro de las hojas de las celdas, para los cuales siempre arrojaban el mismo resultado.

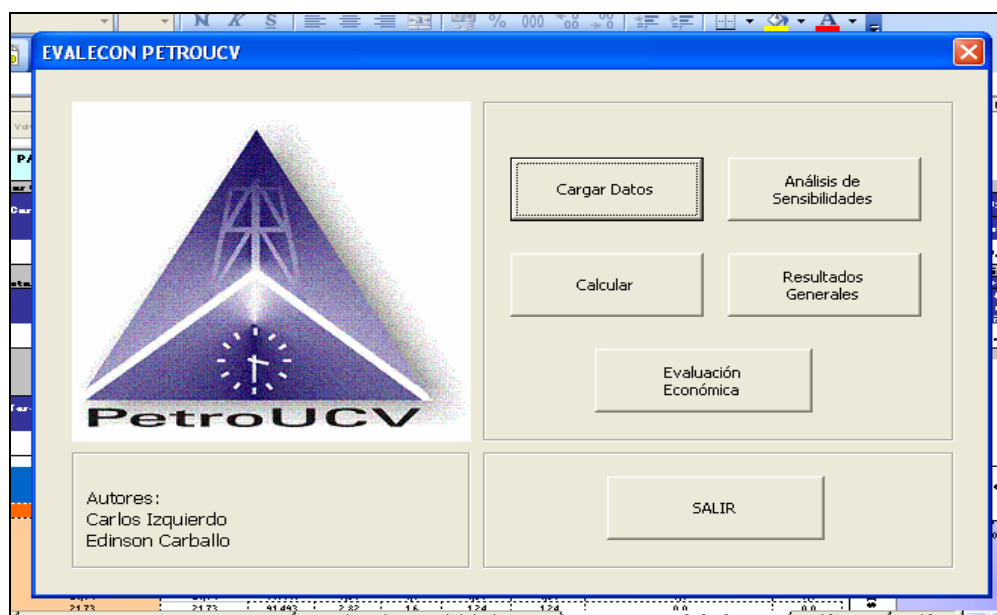


Figura 3-2 Entrada del Programa de Evalecon PetroUCV. Pantalla Principal.

Por lo que se decidió realizar el programa bajo el mismo formato, con pequeñas innovaciones para una interacción con el usuario de mejor servicio y en su estructura internas incluir modificaciones.

El programa desarrollado en este trabajo, llamado EVALECON PetroUCV, fue estructurado de manera muy similar al MECEM, para conservar la estructura interna del programa, posee las siguientes características:

III.3.1.1 Entrada de datos.

Está compuesta por cuatro hojas de cálculo en donde se introducen diferentes parámetros utilizados para la evaluación económica, tales como : fecha de inicio de operación, tiempo de duración del proyecto, reservas probadas iniciales, declinación de los pozos anuales, costos de producción, porcentaje de regalías, entre otros.

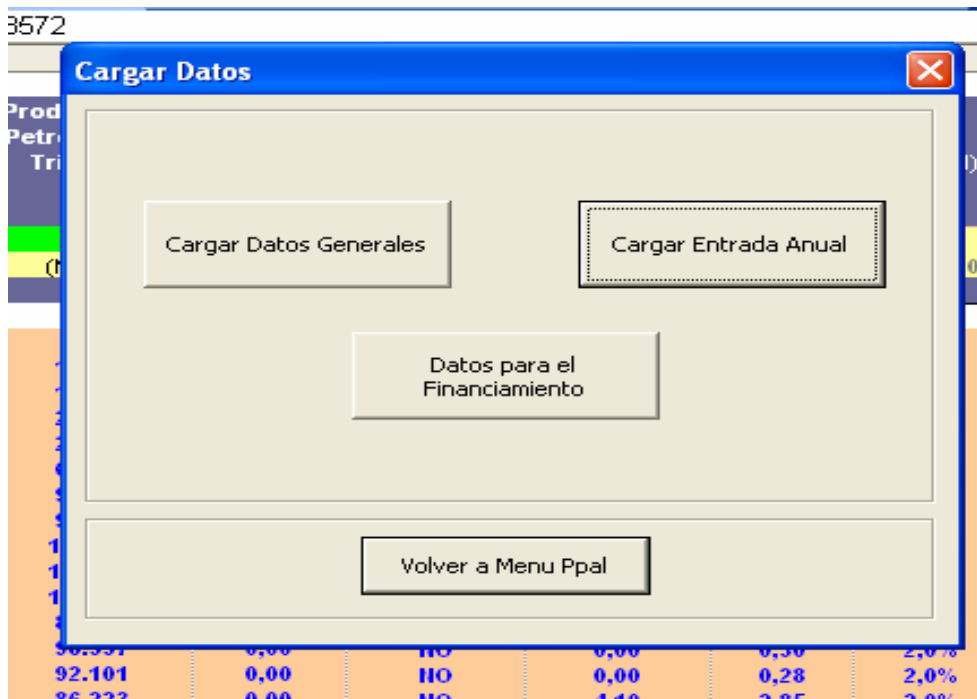


Figura 3-3 Pantalla de Carga de Datos.

Datos del convenio		Otros parámetros	
Nombre de la Operadora:	SOCORORO	Depreciación	
Fecha de inicio de operaciones:	2/9/02	Método de unidad de producción	80%
Tiempo de duración:	20	Método de línea recta	20%
Reservas probadas iniciales:	51	Tasas para Indicadores Financieros	
		Tasa de Descuento	10%
Producción inicial:	168	Tasa de Reinversión	12%
Parámetros contractuales		Impuestos	
FDPB:	26,0%	Tasa de ISLR para el Contratista	34%
Costo de Transporte y Manejo:	0,16	Tasa de Impuestos Municipales	4%
%Gastos Adm. de PDVSA:	1,0%		
Costo por Producción Base:	2,5		
Porcentaje de Regalía:	30,0%		

LEYENDA:

■ Fondo..... = datos de entrada.

Figura 3-4 Entrada de Datos General para la Evaluación Económica.

	Producción de Petróleo en el Trimestre (BN)	Adición de Reservas Probadas	Reducción Prod. Base por Cláusula 22.5	Inversiones	Costos y Gastos Operacionales	CPI (% anual)	Gravedad API del Crudo	(US)
	(MM BN)	(MM BN)		(MM US\$)	(MM US\$)			
TOTAL Promedio	4.40	0.00		35.78	34.35	2.0%	16.0	
Trimestre/Año	1000							
0								
3° 2002	3,572	0.00	HO	1.85	0.01	2.0%	16.0	
4° 2002	10,238	0.00	HO	1.82	0.41	2.0%	16.0	
1° 2003	14,221	0.00	HO	0.12	0.07	2.0%	16.0	
2° 2003	23,022	0.00	HO	0.16	0.14	2.0%	16.0	
3° 2003	29,784	0.00	HO	0.78	0.33	2.0%	16.0	
4° 2003	66,092	0.00	HO	0.06	2.02	2.0%	16.0	
1° 2004	99,441	0.00	HO	0.59	1.78	2.0%	16.0	
2° 2004	91,493	0.00	HO	2.82	1.56	2.0%	16.0	
3° 2004	138,320	0.00	HO	1.93	1.48	2.0%	16.0	
4° 2004	121,059	0.00	HO	1.16	2.18	2.0%	16.0	
1° 2005	111,144	0.00	HO	0.11	0.83	2.0%	16.0	
2° 2005	88,172	0.00	HO	1.40	2.24	2.0%	16.0	
3° 2005	101,743	0.00	HO	0.00	0.31	2.0%	16.0	
4° 2005	94,546	0.00	HO	0.00	0.28	2.0%	16.0	
1° 2006	86,986	0.00	HO	3.41	2.85	2.0%	16.0	
2° 2006	78,086	0.00	HO	4.10	2.85	2.0%	16.0	
3° 2006	73,407	0.00	HO	3.41	2.85	2.0%	16.0	
4° 2006	68,738	0.00	HO	4.10	2.85	2.0%	16.0	
1° 2007	64,351	0.00	HO	0.78	0.19	2.0%	16.0	
2° 2007	66,982	0.00	HO	1.01	0.20	2.0%	16.0	
3° 2007	74,699.00	0.00	HO	0.55	0.22	2.0%	16.0	
4° 2007	78,983.00	0.00	HO	0.78	0.24	2.0%	16.0	
1° 2008	79,844.00	0.00	HO	0.00	0.24	2.0%	16.0	
2° 2008	71,562.00	0.00	HO	0.00	0.21	2.0%	16.0	
3° 2008	67,835.00	0.00	HO	0.69	0.2	2.0%	16.0	
4° 2008	85,335.00	0.00	HO	0.23	0.26	2.0%	16.0	
1° 2009	88,988.00	0.00	HO	0.23	0.27	2.0%	16.0	
2° 2009	94,332.00	0.00	HO	0.46	0.28	2.0%	16.0	
3° 2009	100,350.00	0.00	HO	0.00	0.3	2.0%	16.0	
4° 2009	93,995.00	0.00	HO	0.23	0.28	2.0%	16.0	
1° 2010	92,621.00	0.00	HO	0.00	0.28	2.0%	16.0	

Figura 3-5 Hoja de Entrada, para las Variables de Producción, Costos y Gastos Operacionales, Inversiones y Precios de los Crudos Marcadores.

En las siguientes hojas se introducen parámetros para la elaboración del flujo de caja tales como: producción por trimestre, costos y gastos operacionales, inversiones, precios de los crudos marcadores y datos para el financiamiento del capital.

III.3.1.2 Compilación-Ejecución del Programa

El programa realiza todos los cálculos necesarios para la evaluación económica, basándose en la formulación para un Convenio Operativo de Tercera Ronda modificado para empresas mixtas PDVSA-Universidades. Las ecuaciones utilizadas se encuentran en Anexo B de los procedimientos contables del Convenio.

III.3.1.3 La Salida del Programa

Se presentan los resultados de una manera gráfica, con tablas y proyecciones para su respectivo estudio y toma de decisiones. El resultado de todo el proceso del programa es VPN y TIR. También se presentan vistas parciales de los resultados como cálculo de estipendio, flujo de caja, regalías, dividendos, etc.

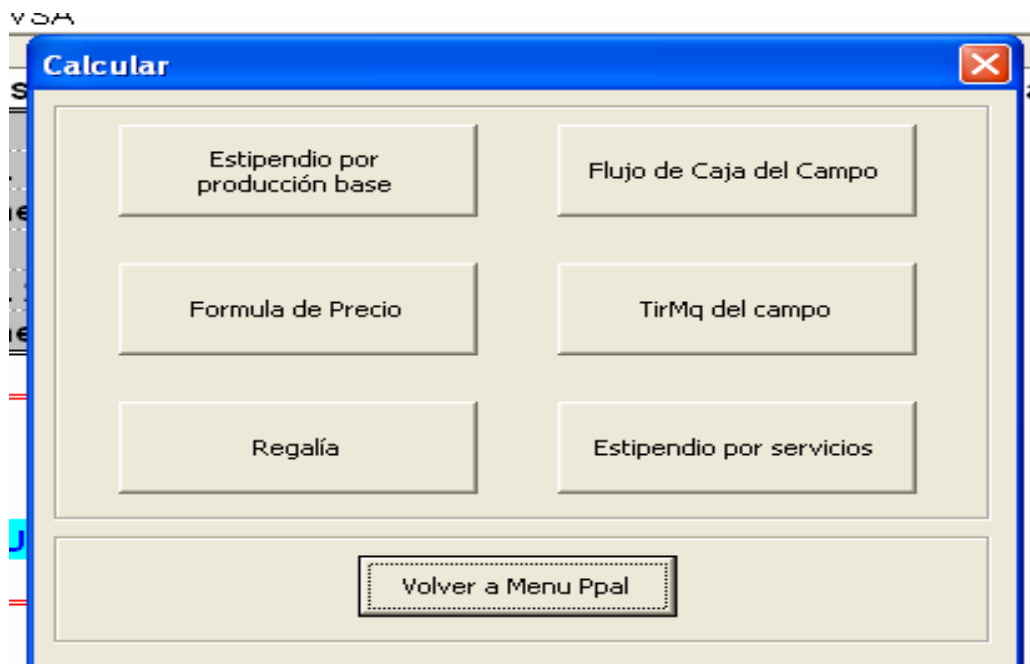


Figura 3-6 Hoja de Compilación del Programa.

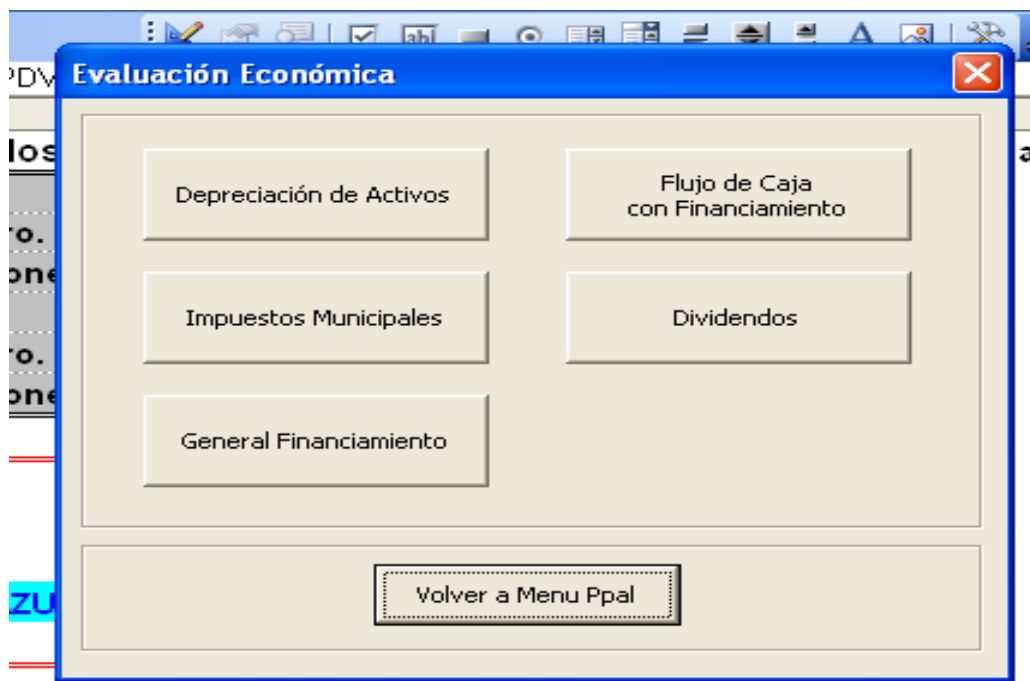


Figura 3-7 Hoja de Presentación de los Cálculos realizados en el Programa.

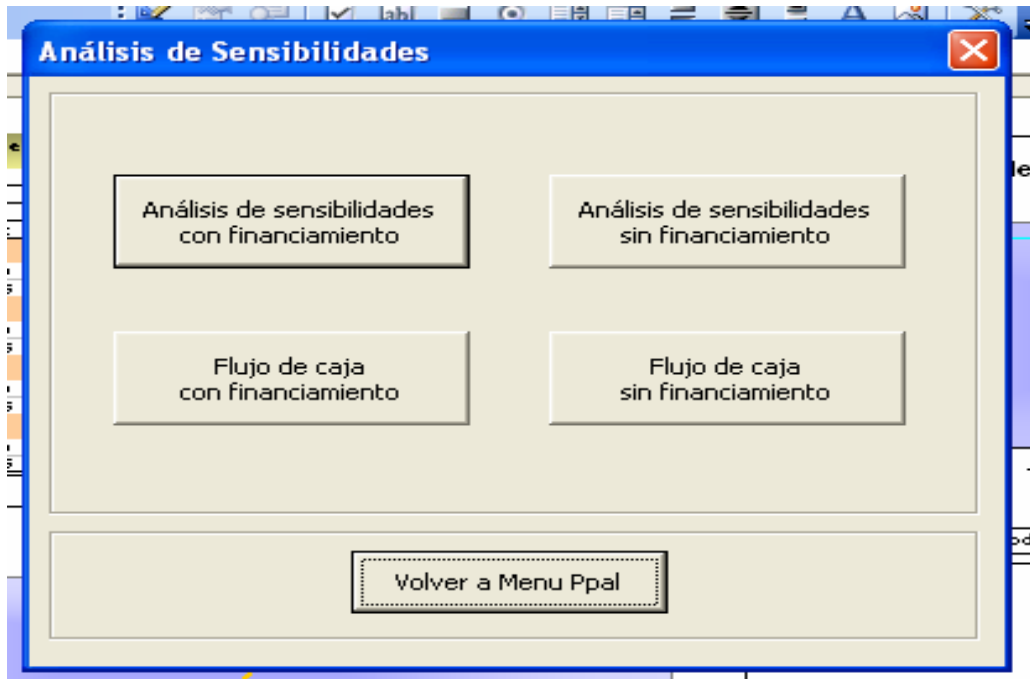


Figura 3-8 Hoja de Entrada para el Análisis de Sensibilidades de Evalecon PetroUCV.

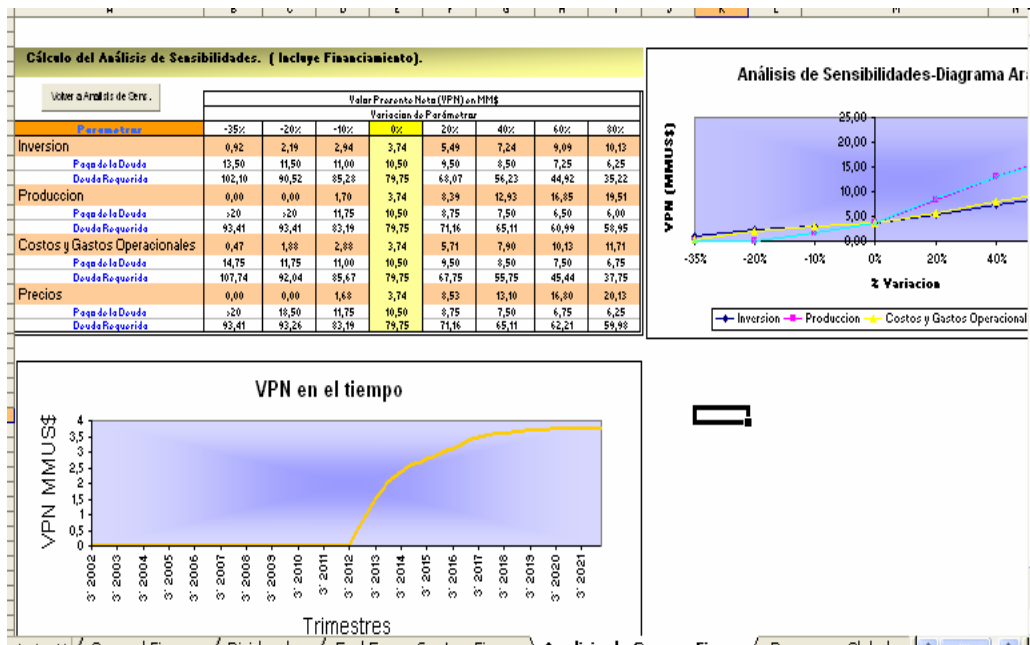


Figura 3-9 Presentación de los Resultados del Análisis de Sensibilidades.

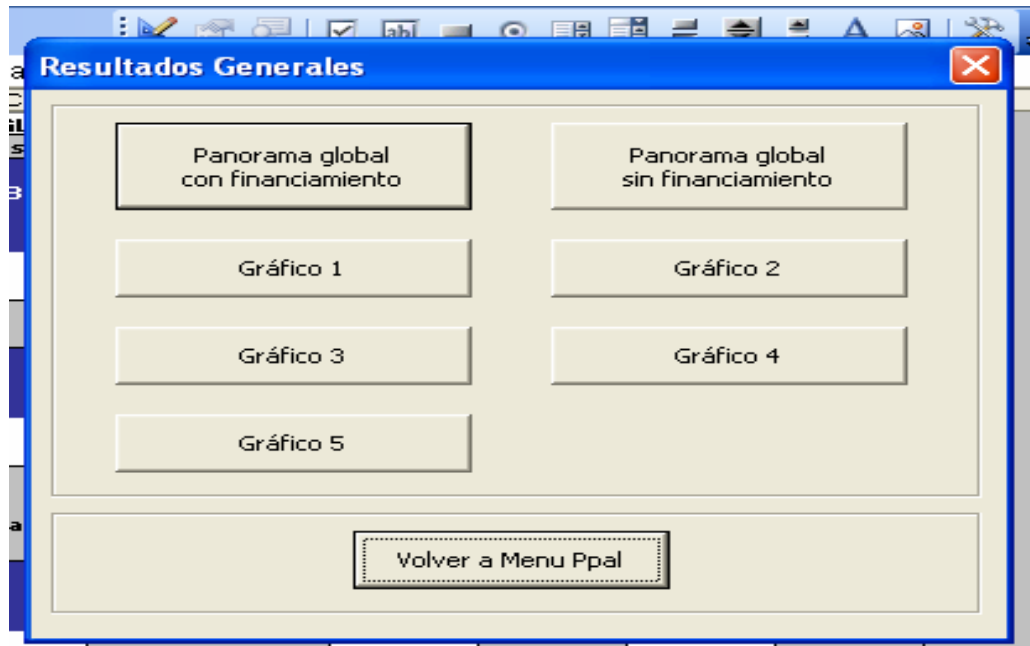


Figura 3-10 Presentación de la Hoja de Resultados Generales con los respectivos Gráficos.

B	C	D	E	F	G	H
PANORAMA GLOBAL. CONYENIO OPERATIVO (INCLUYE FINANCIAMIENTO)						
Datos Contractuales del Convenio Operativo						
Costo Producción Base (US\$ / BN)	FDPB anual)	(%	% Gastos Admin. de PDYSA	KLHC (US\$ / BN)		Regalía (%)
2,50	26,00%		1,00%	0,16		30,00%
Datos Generales					Métodos de Depreciación	
Produc. Base Inicial (BN/D)	Impuesto Municipal	ISLR Contratista	API del Crudo	Por Línea Recta	Por Unidad de Producción	
168	4,00%	34%	16	20%	80%	
Datos usados en los cálculos de Indicadores Económicos						
Tasa de Descuento anual)	(%		Tasa de Reinversión		Tasa de Descuento	(%
10,00%			12,00%		2,50%	
VPN (MM)					Costos prom. de Prod. (US\$ / BN)	

Figura 3-11 Presentación del Panorama Global de los Resultados que incluye el Financiamiento.

III.3.1.4 Evaluación del Funcionamiento del Programa

Para comprobar el buen desenvolvimiento del programa, se recopiló información suministrada en el Trabajo Especial de Grado de los ingenieros Nelson Durán y Gloria Colmenares ^[1] y del análisis económico del Plan de Desarrollo presentado por PetroUCV.

Se calculó el porcentaje de error de estos resultados con respecto a los del programa modificado, anteriormente mencionado y se registraron los resultados.

III.3.2 Recolección de los datos a introducir en el programa de los diferentes escenarios de producción

Los datos que utiliza el programa para la evaluación económica son: producción por trimestre, costos y gastos operacionales, inversiones, precios de los crudos marcadores.

Cabe destacar que, para cada uno de los datos de entrada del programa existe un registro de cada uno de ellos desde que se inició el proyecto en septiembre del año 2002.

III.3.2.1 Producción por trimestres

A fin de realizar la evaluación económica, se escogieron los cinco escenarios de producción mencionados anteriormente, es decir, los escenarios A, B, C, D y E.

Se obtuvo del programa de producción antes descrito, todos los datos de producción para cada uno de los escenarios.

III.3.2.2 Costos y Gastos Operacionales

Los datos de los costos y datos operacionales, se dividían en dos desde el comienzo del convenio hasta la fecha actual (histórico), ya que se tenían unos gastos que se realizaron para la rehabilitación de algunos pozos productores y pagos administrativos de la empresa; y desde la fecha actual hacia el término del convenio (proyección), fue necesario saber en que escenario se estaría para obtener los gastos operacionales que se tendrían a futuro.

III.3.2.3 Inversiones

De los tres primeros años del comienzo del convenio, la empresa tenía realizada una inversión en el campo, y se debía tomar en cuenta para este proyecto. Para los futuros escenarios, se estudiaron los escenarios planteados logrando así registrar posibles inversiones a futuro, dependiendo de lo que se necesitase en cada escenario (reacondicionamientos, nuevos pozos, equipos de automatización, reacondicionamientos de plantas, entre otros).

III.3.2.4 Precios de los Crudos Marcadores

Para este análisis, se obtiene un registro de los precios calculados por la fórmula aplicada para el crudo producido de PETROUCV, desde el año 2002 hasta el presente. Para calcular los precios a futuro, se estableció trabajar con el precio de fórmula en vez de trabajar con los precios de los crudos marcadores. Para ello se establecieron para tres escenarios: Optimista, Pesimista y Probable, donde los precios que se tomaron fueron quince, veinticinco, treinta y cinco dólares por barril (15\$/BBL, 25\$/BBL y 35\$/BBL)

respectivamente. Luego se realizó un análisis de Monte Carlo con mil iteraciones, y se observó la probabilidad de que cada uno de los precios ocurriera.

III.4 Análisis Económico de los diferentes Escenarios a evaluar

Luego de obtener todos los datos a utilizar durante el periodo de vida del convenio, se procedió a introducirlas en el programa de análisis económico realizado, y se analizaron cada uno de los resultados. El principal resultado arrojado por el programa es VPN y TIRM, los cuales fueron los objetivos esenciales para el análisis económico.

El Plan de Desarrollo del área presentado en el año 2001, concebido para un horizonte económico de veinte años (20 años), contemplaba la perforación de cuarenta y dos pozos, entre los que se incluían multilaterales, y la rehabilitación de veinte pozos durante el desarrollo del campo. Esto se estipuló en función de un estimado de reservas remanentes igual a cincuenta y un millones de barriles normales (51 MMBN), correspondientes a un recobro del quince por ciento (15%), a ser producidas a lo largo del horizonte económico. Sin embargo, esta planeación, en cuanto al número de pozos, fue realizada, sobre una base obtenida de la experiencia previa en el área en cuanto a volúmenes de producción por pozo, tomando como referencia la tasa inicial promedio alcanzada históricamente por los pozos del área, entre cien y doscientos barriles por día, (100 y 200 Bbl/d) y los valores de producción mantenidos por algunos pozos.

Este programa arroja como resultados los indicadores valor presente neto (VPN) y tasa de retorno modificada (TIRM), así como el tiempo de recuperación de la inversión, entre otros. Para fines de este trabajo se

tomaron, como elementos para el estudio, el VPN y la TIRM; los cuales constituyen los indicadores de mayor empleo para el análisis económico, y que además permiten, una visualización más directa de la rentabilidad de un negocio. Los demás indicadores económicos, en general, son funciones de estos dos, por lo que no se presentan en los resultados.

Es importante mencionar que aunque en la actualidad, la tasa interna de retorno mínima exigida por PDVSA es quince por ciento (15%), cuando una propuesta de inversión presenta una tasa entre un diez y quince por ciento, (10% y 15%) su aprobación se somete a consideración especial y solo se descarta la misma cuando la TIR es menor a diez por ciento (10%), que es la tasa de descuento de trabajo de PDVSA. En casos de TIR menores a 10%, resultaría mucho más beneficioso introducir el dinero en el banco a la tasa de descuento correspondiente que llevar a cabo el proyecto.

De esta forma, también se consideraron como aceptables, los VPN's positivos con TIR's asociadas menores a quince por ciento (15%), esto con la finalidad de aumentar el rango de tolerancia para la inclusión de un caso como favorable o al menos aceptable desde el punto de vista económico. Sin embargo, por ser PetroUCV una empresa conformada por 2 socios, uno mayoritario en donde la generación de capital a la nación es su principal meta; y un socio minoritario que, además de buscar la generación de capital, emplea mecanismos para la generación de capital humano e intelectual; tasas inferiores al 15% podrían ser tomadas en cuenta, siempre y cuando se apoyen en otro indicador, como el VPN. Una vez que se determinaron los casos de VPN, positivos y negativos para cada uno de los escenarios planteados, se procedió a comparar entre sí, los casos de VPN correspondientes a distintos escenarios y a definir el o los escenarios para los cuales se presentaron el mayor número de valores de VPN positivos. De este modo se preseleccionaron los escenarios más rentables.

Posteriormente, se procedió a comparar los valores puntuales de los casos de VPN para los escenarios preseleccionadas con la finalidad de establecer cual de los escenarios, para los que se presentaron el mayor número de VPN's positivos, poseía los valores más altos.

IV Capítulo IV: Análisis de los Resultados

IV.1 Análisis de los Resultados

Se utilizó el modelo EVALECON PETROUCV (basado en el programa MECEM) producto de este Trabajo Especial de Grado, para evaluar los cinco escenarios planteados, desde el inicio de operaciones hasta el término del convenio.

Luego de obtener los resultados preliminares, se comparó con el Plan de Desarrollo y se ordenaron los escenarios desde el más rentable hasta el menos rentable, para luego proponer la ejecución de los escenarios más rentables.

Para realizar las evaluaciones económicas a los diferentes escenarios, se utilizaron los datos de la tabla 3 y los siguientes parámetros:

- ✓ Horizonte económico establecido en el contrato de 20 años.
- ✓ Regalía de 30 % de acuerdo a la Ley de hidrocarburos vigente.
- ✓ Tasa de descuento del 10%.
- ✓ Impuesto sobre la renta de 34% para PETROUCV.
- ✓ Impuestos Municipales del 4%.
- ✓ Gravedad del crudo de 16° API.

- ✓ Gastos Administrativos de PDVSA de 1% sobre los ingresos obtenidos de la producción incremental.
- ✓ No se consideran ingresos por entrega de gas (establecido en el artículo 17.3 del Convenio Operativo Área Socororo).
- ✓ Tasa de interés para el financiamiento de 10% anual, constante para la duración del Convenio.
- ✓ El método de depreciación, que más se ajustó, fue del tipo de unidad de producción. Por ser el más apropiado para las empresas de producción de crudos.
- ✓ Producción base inicial de 184 BN/D.
- ✓ Fecha de inicio de operaciones igual al 02 de septiembre de 2002.
- ✓ El escenario de precios se generaron a partir de números aleatorios utilizando una frecuencia para rangos de precios comprendidos entre 15 \$/BN y 35 \$/BN, en donde se tomó el valor de mas probable igual a 25\$/BN, 15\$/BN como valor pesimista, y 35\$/BN como valor optimista para el lapso de tiempo determinado.
- ✓ Para el análisis económico, los indicadores que se tomarán en cuenta son: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM) y Tiempo de pago del préstamo. Se decidió trabajar con la TIRM, debido a que, PetroUCV realiza una serie de inversiones a lo largo del horizonte económico, y no una inversión inicial, como se admite en la TIR.

El programa, al ser terminado, se ejecutó con los mismos valores que el programa anterior, y se comprobó que el porcentaje de error de los valores de VPN era entre 5 y 9 %.

El programa realiza la evaluación económica tanto para el caso en que el capital sea financiado, como para el caso en que el capital sea propio. Esto se realizó de esta manera debido a que actualmente PetroUCV, no posee capital propio suficiente como para realizar las inversiones necesarias para su operación, pero en algún momento durante el desarrollo del convenio, la compañía podrá pagar toda su deuda y tener suficiente capital como para poder cumplir con sus compromisos.

IV.1.1 Resultados de la evaluación económica para el escenario A

Los resultados de la evaluación económica de este escenario, donde solo se toma en cuenta los pozos que se tienen actualmente activos hasta que se agoten, es de cero (0) MM\$ de VPN y una TIRM negativa del 100%. La figura 4-1 muestra la declinación proporcional de la producción proyectada para este escenario.

En este escenario, se recupera en producción un total de 4,40 MMBN de las reservas remanentes probadas, correspondiente a un factor de recobro de 6,42 % de lo estipulado como meta en el Plan de Desarrollo, que es de 69 MM BN para reservas óptimas desarrollables.

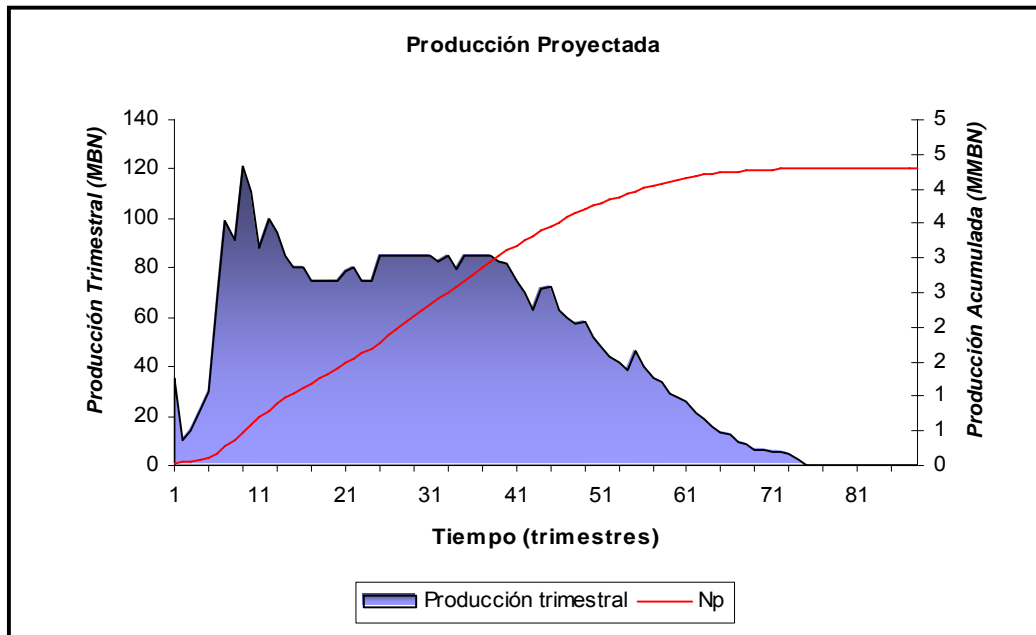


Figura 4-1 Representación gráfica de la producción obtenida en el escenario A.

En este escenario A, se observa una irregularidad en su superficie ya que, las fechas de inicio de producción de algunos pozos, no se encuentra a la misma regularidad de tiempo, provocando que no se mantengan las tasas de producción.

Esto provoca, como se refleja en la gráfica, dos picos irregulares, en el semestre diez y el treinta, en los cuales se encuentran las mayores producciones para este escenario. Al final, termina con una caída suave en la curva, de la producción hasta el trimestre setenta y tres, lo cual indica que este escenario terminaría en el año dieciocho del convenio.

Se puede observar, tenemos que para el escenario A, no se obtendría ganancia, el VPN es igual a cero y por lo tanto el proyecto se considera no ejecutable.

Parámetro	Con Financiamiento
Producción al Final del Convenio(MM BN)	4,40
Inversiones Totales (MMUS\$)	35,77
Costos Operacionales Totales (MMUS\$)	34,34
Clasificación de Reservas	Probadas
Estipendio por servicios Total a los 20 años (MMUS\$)	69,19
Deuda Total Requerida (MMUS\$)	70,13
Tiempo de Pago de la Deuda (años)	Mayor a 20
Dividendos PDVSA (MMUS\$)	0
Dividendos UCV (MMUS\$)	0
VPN (MMUS\$)	0
TIRM (%)	-100

Tabla 4-1 Resultados para el escenario A.

IV.1.2 Resultados de la evaluación económica para el escenario B.

Los resultados de la evaluación económica de este escenario, donde se toma en cuenta el escenario A y los reacondicionamientos, arrojan un VPN de 3,74 MM\$. En este escenario la producción es de 10,04 millones de barriles de petróleo, recuperándose un 14,5 % de las reservas óptimas desarrollables de 69 MM BN.

La figura 4-2 muestra la misma representación que el escenario anterior, pero a diferente escala. Los reacondicionamientos programados para este

escenario hacen que exista un incremento significativo en la producción a partir del año 2006, logrando una producción máxima alcanzada en un trimestre de 280 MBN aproximadamente.

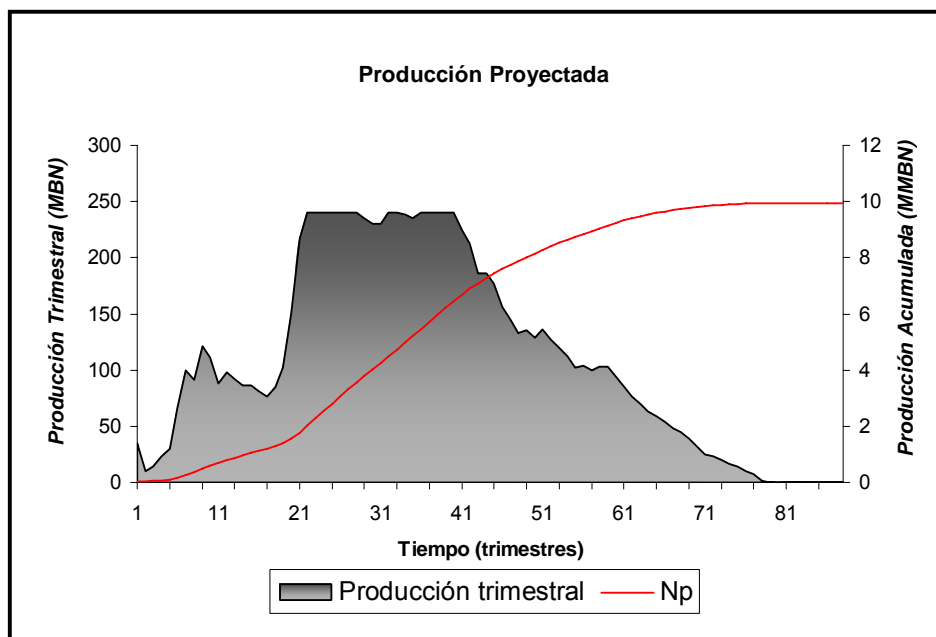


Figura 4-2 Representación gráfica de la producción obtenida del escenario B.

La producción de otros pozos reactivados ayuda a que el fenómeno de incremento se presente notoriamente.

También se observa, que la producción de este escenario se mantendrá por encima de los 240 MBN durante un periodo de 15 trimestres seguidos, lo que significa una tasa de producción diaria de 2667 BPD de petróleo.

La culminación del proyecto, estará llegando al año 19 del convenio con una caída considerable en la producción.

Parámetro	Con Financiamiento
Producción al Final del Convenio(MM BN)	10,04
Inversiones Totales (MMUS\$)	42,21
Costos Operacionales Totales (MMUS\$)	51,2
Clasificación de Reservas	Probadas
Estipendio por servicios Total a los 20 años (MMUS\$)	146,86
Deuda Total Requerida (MMUS\$)	79,75
Tiempo de Pago de la Deuda (años)	10,5
Dividendos PDVSA (MMUS\$)	4,32
Dividendos UCV (MMUS\$)	4,15
VPN (MMUS\$)	3,74
TIRM (%)	2,63

Tabla 4-2 Representación de los resultados para el escenario B

Para el caso del escenario B, se tiene que el VPN es positivo y con un valor de 3,74 MMUS\$. Esto confirma que este proyecto es aparentemente viable.

En el gráfico mostrado en la página siguiente, se observa que en los primeros diez (10) años del proyecto no se obtienen ganancias. Estas se evidencian a partir del año 2012 y se mantienen en incremento hasta el año dieciocho (18), en donde la tendencia comienza a mantenerse constante.

El proyecto a pesar de ser rentable, no cumple con lo estipulado en el Convenio, que estipula que el tiempo máximo de tiempo de pago es de 8 años, con una prórroga de cuatro (4) años.

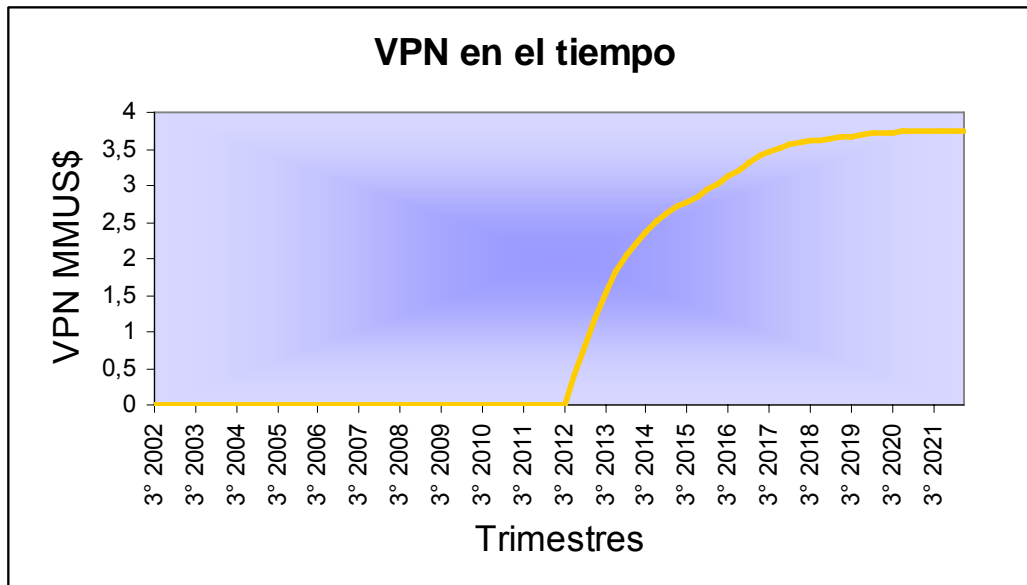


Figura 4-3 Representación gráfica del VPN para el escenario B.

Sin embargo, a pesar de que la ejecución del escenario B se encuentra en el rango de la prórroga, no sería conveniente arriesgarse con el proyecto por que cualquier variación negativa en las variables (producción, inversiones, costos o precios), generaría que el tiempo de pago para este escenario esté por encima de los doce (12) años, como se presenta posteriormente en los análisis de sensibilidades.

Además la TIRM obtenida no satisface los requerimientos de un mínimo de 10 % exigido por PDVSA.

IV.1.3 Resultados de la evaluación económica para el escenario C.

La evaluación económica de este escenario toma en cuenta la perforación de pozos horizontales, alto ángulo y verticales, más el escenario A (pozos existente para la realización del proyecto), con un VPN de 16,8 MM\$. Para

este escenario la producción es de 24,3 MM de BN, recuperándose un 35,2 % de las reservas óptimas desarrollables de 69 MM BN.

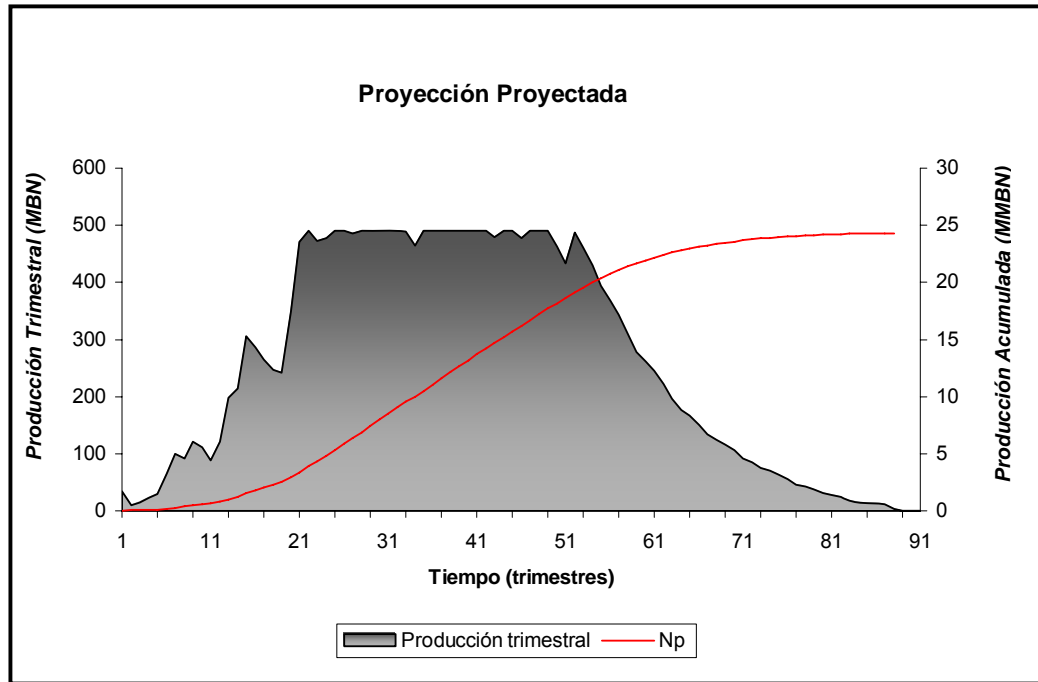


Figura 4-4 Representación gráfica de la producción obtenida del escenario C.

La producción alcanza un promedio de 500 MBN por trimestre, siendo esto constante durante un periodo de siete años, que se traduce en otros términos a una producción diaria promedio de 5556 BPD en ese lapso de tiempo.

Cuando culmine el proyecto, en el año veinte (20), este escenario produciría por encima de los 30 MBN, en sus últimos trimestres, es decir, 333 BPD.

En este escenario se observa que tenemos un VPN positivo con un valor de 16,8 MM US\$, es superior, comparado al obtenido anteriormente en el escenario A y B. En este caso el factor que mas afecta a estos escenarios es la producción, por ende, mientras más se produzca mayor serán las ganancias para la empresa.

Se tiene que el tiempo de pago de la deuda es de ocho años, pero si cualquiera de las variables se altera, se obtendría un cambio considerable en los valores de VPN, ocasionando cambios en el tiempo de pago de la deuda, ocasionando que se deba pedir la prórroga de cuatro años que se contempla en el convenio.

Parámetro	Con Financiamiento
Producción al Final del Convenio (MMBN)	24,25
Inversiones Totales (MMUS\$)	69,33
Costos Operacionales Totales (MMUS\$)	96,37
Clasificación de Reservas	Probadas
Estipendio por servicios Total a los 20 años (MMUS\$)	318,07
Deuda Total Requerida (MMUS\$)	106,27
Tiempo de Pago de la Deuda (años)	8
Dividendos PDVSA (MMUS\$)	14,86
Dividendos UCV (MMUS\$)	14,28
VPN (MMUS\$)	16,8
TIRM (%)	5,83

Tabla 4-3 Resultados para el escenario C.

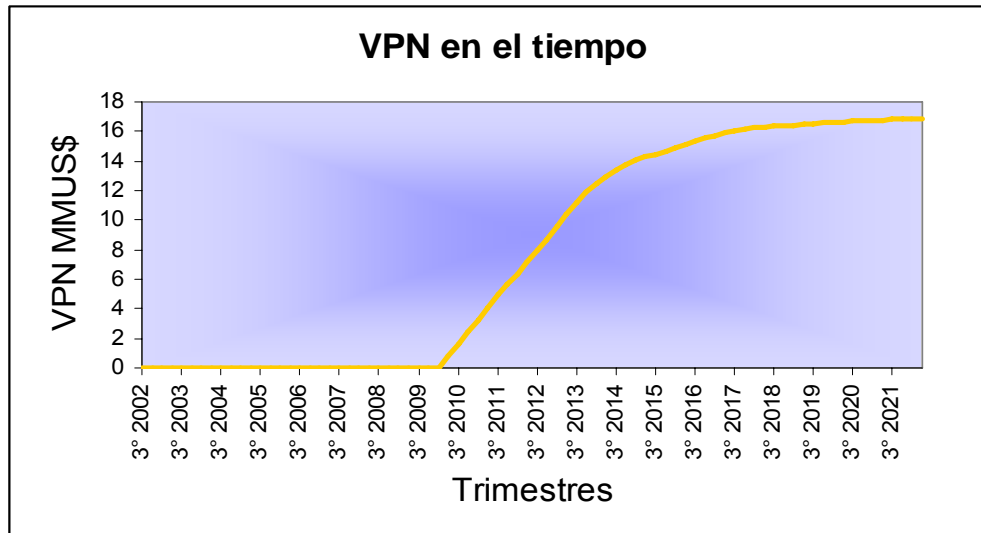


Figura 4-5 Representación gráfica del VPN para el escenario C.

IV.1.4 Resultados de la Evaluación Económica para el Escenario D.

El escenario D toma en cuenta el escenario A mas los reacondicionamientos a los pozos del escenario B y la perforación de pozos del escenario C, arrojando un valor presente neto de 24.8 MM US\$. Para este escenario la producción es de 29,9 MMBN, recuperándose un 35,9 % de las reservas óptimas desarrollables de 69 MM BN.

Se aprecia que la figura 4-6, posee cierta característica en su tope, el cual mantiene una producción por encima de los 700 MBN, equivalente a 7778 BPD, entre los trimestres 25 y 44, en los cuales se producirá una declive en la parte alta del gráfico provocando que la producción descienda a 610 MBN (equivalente a 6778 BPD), en un tiempo determinado de siete trimestres, entre los trimestres 33 y 40; pero al final de este periodo vuelve a incrementar la producción. Esta caída, es producto del agotamiento de los segundos prospectos en algunos pozos, los cuales al reactivar por medio de reacondicionamientos, retornan al nivel de producción proyectado.

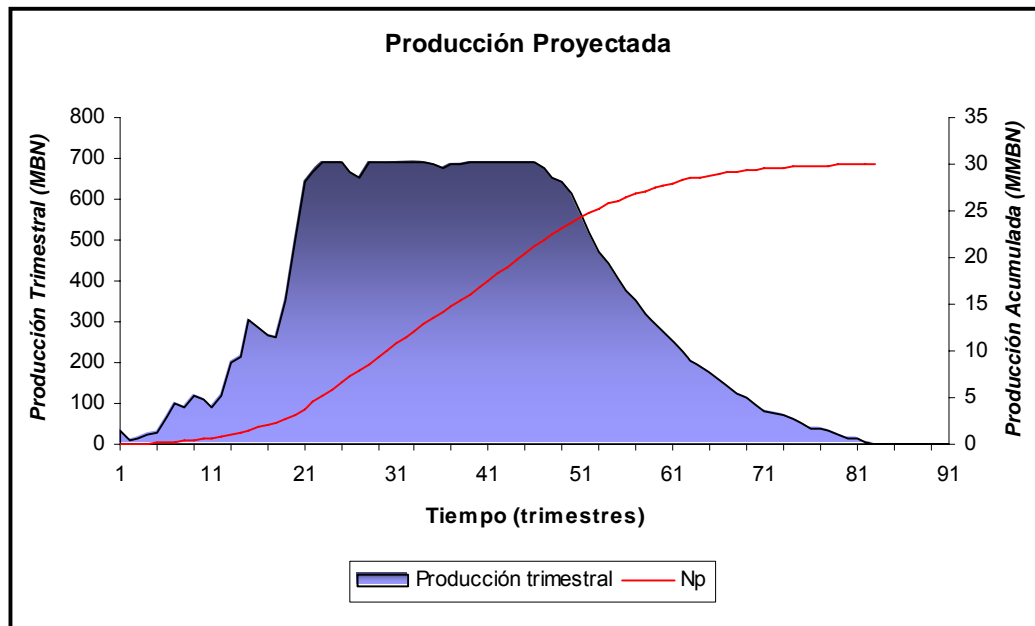


Figura 4-6 Representación gráfica de la producción obtenida del escenario D.

Parámetro	Con Financiamiento
Producción al Final del Convenio (MM BN)	29,92
Inversiones Totales (MMUS\$)	81,29
Costos Operacionales Totales (MMUS\$)	108,49
Clasificación de Reservas	Probadas
Estipendio por servicios Total a los 20 años (MMUS\$)	373,02
Deuda Total Requerida (MMUS\$)	99,63
Tiempo de Pago de la Deuda (años)	6,5
Dividendos PDVSA (MMUS\$)	18,86
Dividendos UCV (MMUS\$)	18,21
VPN (MMUS\$)	24,78
TIRM (%)	7,18

Tabla 4-4 Resultados para el escenario D

Por otro lado se observa que se obtiene un VPN de 24,78 MMUS\$. Este aumento no muy significativo, se debe a la producción extra de los pozos reacondicionados, pero el aumento considerable en los costos de reacondicionamiento hace que el VPN no sea mayor.

La figura 4-7 muestra que el proyecto empieza a tener ganancias a finales del año 2008 y se mantiene así hasta el año 2014, en donde la gráfica empieza a menguar hasta el final del proyecto.

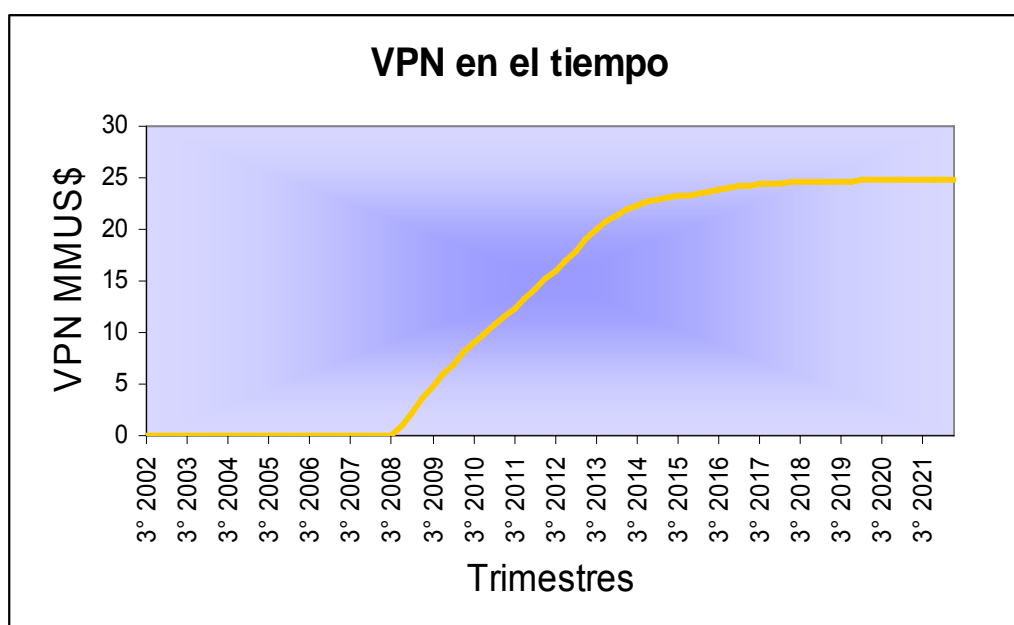


Figura 4-7 Representación gráfica del VPN del escenario D.

IV.1.5 Resultados de la Evaluación Económica para el Escenario E.

El escenario E toma los mismos parámetros del escenario D adicionando la perforación de nuevos pozos para la explotación de las reservas probables y posibles.

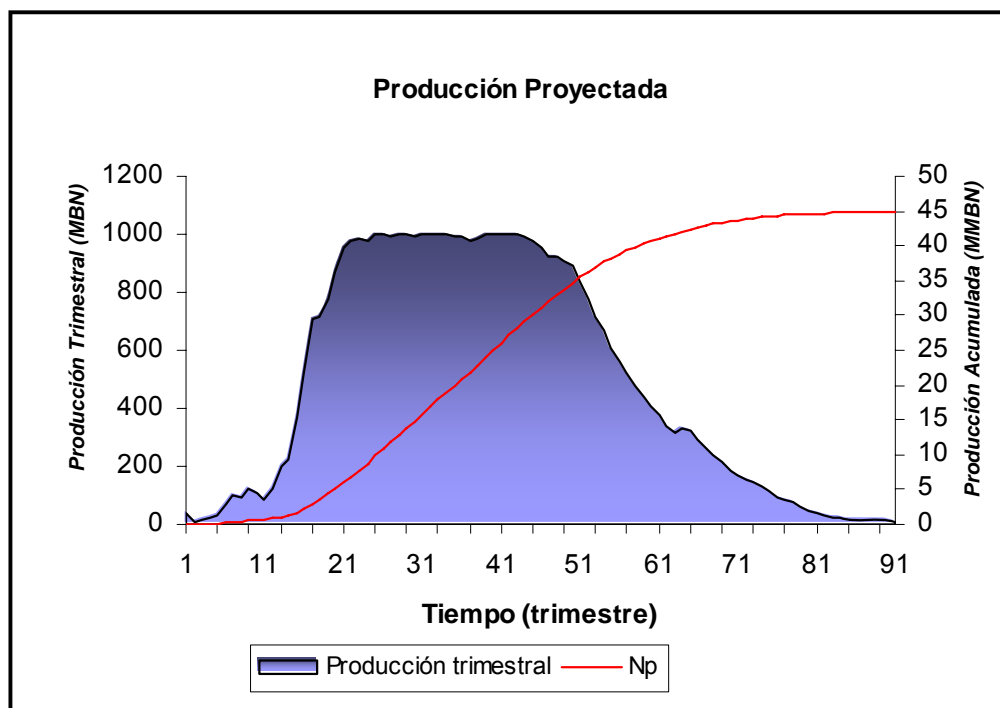


Figura 4-8 Representación gráfica de la producción obtenida del escenario E.

Se obtiene una producción total de 44,7 MMBN con una recuperación de 64,8% de las reservas óptimas desarrollables de 69 MM BN. Como se observa en la gráfica, existe la tendencia a mantener una producción aproximada de 1 MMBN (11111 BPD), entre el 2007 hasta el 2014, para luego declinar hasta el 2022.

Para este escenario se obtuvo un VPN de 35,65 MM US\$ y una TIRM de 8,1 %, logrando así ser el escenario que mayor ganancia. Con respecto al VPN, la literatura consultada y según la IPPCN (Industria Petrolera Petroquímica Carbonífera Nacional) recomienda lo siguiente:

La inversión mas conveniente es la que posea mayor VPN y siempre que se presente contraindicaciones entre los resultados del VPN y la TIR, prevalecerá el criterio del VPN.

Parámetro	Con Financiamiento
Producción al Final del Convenio (MM BN)	44,73
Inversiones Totales (MMUS\$)	108,44
Costos Operacionales Totales (MMUS\$)	150,76
Clasificación de Reservas	Probadas + Probables + Posibles
Estipendio por servicios a los 20 años (MMUS\$)	528,29
Deuda Total Requerida (MMUS\$)	102,3
Tiempo de Pago de la Deuda (años)	5,75
Dividendos PDVSA (MMUS\$)	28,24
Dividendos UCV (MMUS\$)	27,13
VPN (MMUS\$)	35,65
TIRM (%)	8,10

Tabla 4-5 Resultados para el escenario E.

Por lo tanto, el proyecto económicamente mas rentable, para la empresa PetroUCV, es el escenario E que con un VPN mayor a los 35 MMUS\$, generará los mejores dividendos para sus inversionistas. Sin embargo, cabe destacar que existe una producción 15 MMBN, que forman parte de las reservas probables y posibles para este escenario, y que existen un valor de incertidumbre asociada a ellas.

Como se observa en la figura 4-9, se comienza a obtener ganancias a partir del año 2007, y se mantiene sucesivamente hasta que empieza a estabilizarse la curva en el año 2014, en donde la pendiente comienza descender, y entre los años 2018 y 2019 la pendiente comienza a ser más horizontal, con lo cual indica que no se obtendrán un alza en las ganancias del escenario E.

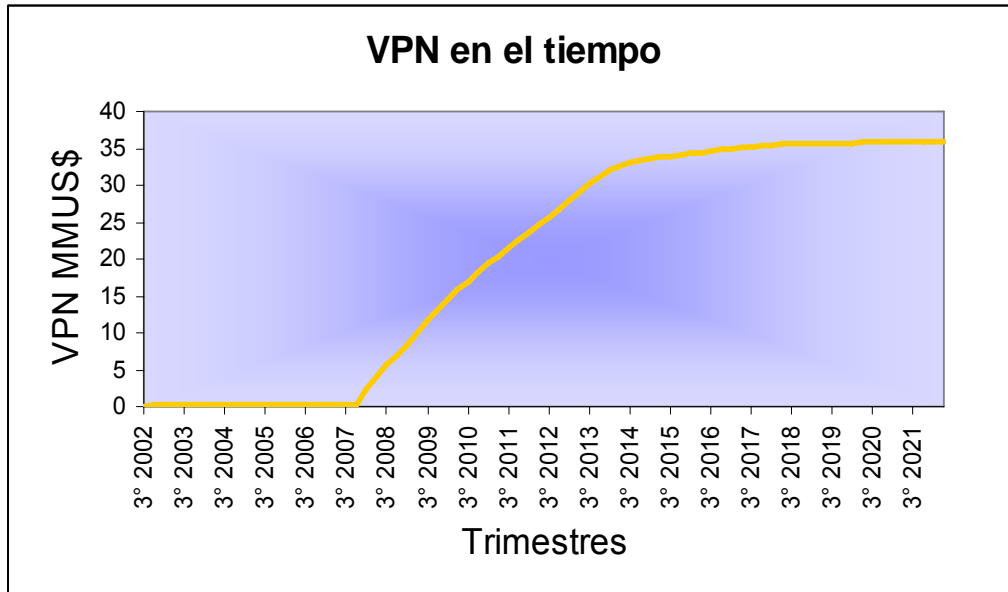


Figura 4-9 Representación gráfica del VPN del escenario E.

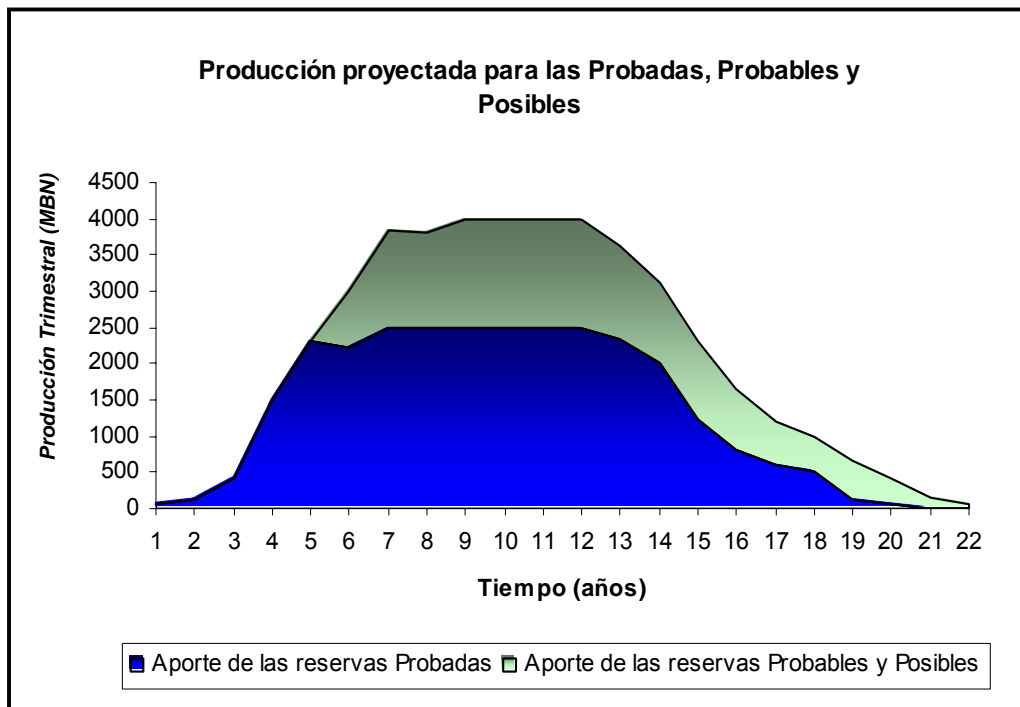


Figura 4-10 Representación gráfica de la producción proyectada para el escenario E de las reservas posibles, probables y probadas.

Lo más importante a destacar es el aporte de la producción hecha por las reservas posibles y probadas, que alcanzan 14,9 MMBN, lo que significa un recobro del 21,6 % de las reservas óptimas desarrollables de 69MM BN. El valor esperado del factor de recobro, para estas reservas es de 10 %, lo que indica que se está cumpliendo con los objetivos para estas reservas.

Realizando un cuadro comparativo de los escenarios bajo el esquema de financiamiento y analizando cada uno de ellos, se tiene lo siguiente:

Parámetro	Escenarios				
	A	B	C	D	E
Producción (MM BN)	4,40	10,04	24,25	29,92	44,73
Nº pozos activos	22	47	50	75	105
Inversiones (MMUS\$)	35,77	42,21	69,33	81,29	108,44
Costos Operacionales (MMUS\$)	34,34	51,2	96,37	108,49	150,76
Deuda Requerida (MMUS\$)	70,1	79,75	106,27	99,63	102,3
Pago de la Deuda (años)	> 20	10,5	8	6,5	5,75
VPN (MMUS\$)	0	3,74	16,8	24,78	35,65
TIRM (%)	-100	2,63	5,83	7,18	8,1

Tabla 4-6 Cuadro comparativo entre los escenarios planteados.

Haciendo una comparación entre los 5 escenarios obtenidos, se observa que el escenario que produce mayor dividendos para la empresa es el escenario E, donde se tiene una mayor producción de petróleo del campo y por ende un mayor VPN.

En orden de magnitudes se tiene que en caso de querer ejecutarse un proyecto, se haga empezando con el escenario E. En caso de que el escenario E no sea ejecutable, se propone el escenario que tenga el valor presente neto más próximo al escenario con mayor VPN, que en este caso sería el escenario D. Los escenarios C y B, no son rentables para la ejecución, ya que la obtención de ganancia por parte de los mismos, y el tiempo de pago no lo hacen atractivo. Finalmente, por ser tan riesgoso el escenario A, se ha decidido llamarlo “NO REALIZABLE”, debido a su alto valor de incertidumbre y por su bajo valor de VPN y TIRM.

IV.2 Resultados del Análisis de Sensibilidades.

IV.2.1 Resultados del Análisis de Sensibilidades para el Escenario A.

La tabla 4-7, presenta el análisis de sensibilidades para el escenario A

La figura 4-11, muestra los mismos resultados en un Diagrama Araña. Las variables más sensibles son aquellas en donde las curvas, presenten mayores pendientes. Esto significa que pequeñas variaciones de porcentajes de estas variables, generarán una caída brusca del VPN; en este escenario para algunos casos es favorable, pero para otros, provocan una pérdida de dinero bastante notable.

Estas variaciones vienen dadas, desde un menos treinta y cinco por ciento (-35 %), hasta un ochenta por ciento (80%), lo cual demostrará lo sensible que puede ser una variable, al enfrentar cambios, a distintas magnitudes; ocasionando una matriz de opinión al afrontar cualquier proyecto.

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MMUS\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	2,20
Pago de la Deuda	>20	>20	>20	>20	>20	>20	11,75	9,25
Deuda Requerida	82,65	77,29	73,71	70,13	62,97	55,82	46,07	36,53
Producción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	2,83	4,49
Pago de la Deuda	>20	>20	>20	>20	>20	12,25	10,00	8,75
Deuda Requerida	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	67,70	64,71	62,69
Costos y Gastos Operacionales	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	1,69
Pago de la Deuda	>20	>20	>20	>20	>20	>20	12,75	10,25
Deuda Requerida	82,15	77,00	73,56	70,13	63,26	56,39	48,40	40,33
Precios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	2,59	4,38
Pago de la Deuda	>20	>20	>20	>20	>20	12,75	10,25	9,00
Deuda Requerida	70,13	70,13	70,13	70,13	70,13	68,03	64,96	63,18

Tabla 4-7 Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario A.

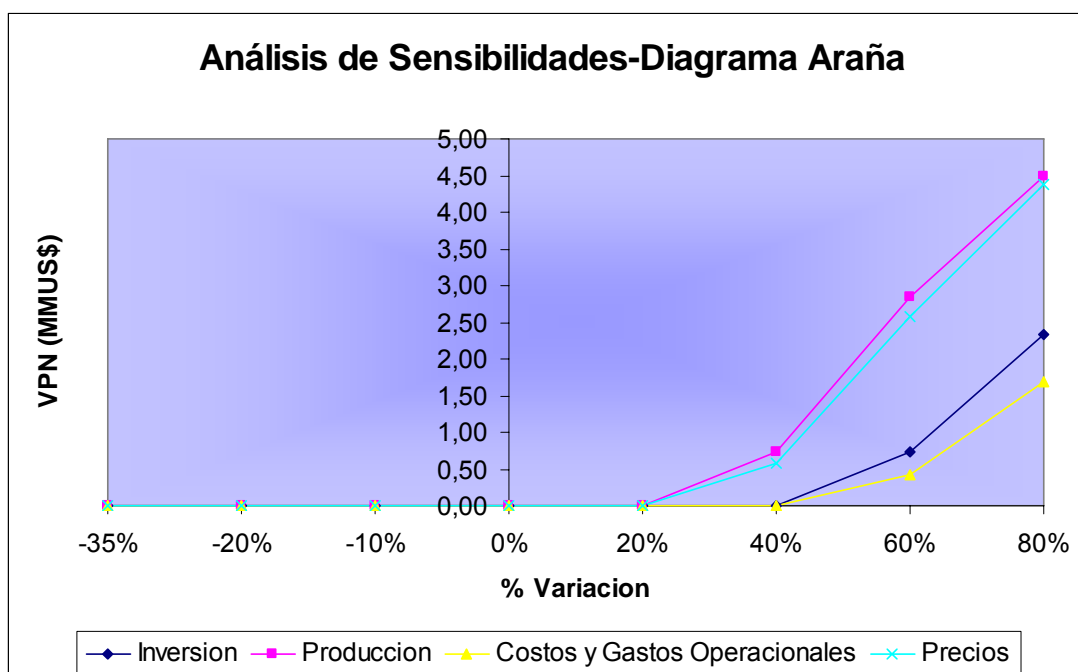


Figura 4-11 Representación gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario A.

Las variables que causan mayor impacto en el VPN, son los precios del crudo, la producción y la inversión, ya que un aumento del 40 % en cualquiera de estos 3 parámetros, provoca un incremento significativo del VPN, además disminuye la deuda requerida y hace posible el pago en el tiempo del convenio, aunque no necesariamente dentro de lo establecido (8 años). Por otra parte, una disminución de la producción en 10% hace que se mantenga el mismo periodo de pago (mayor a 20 años), al igual que la deuda requerida, esto significa que variaciones negativas en alguno de los parámetros, no generará algún tipo de ganancia extra y se mantiene el tiempo de pago, siendo mayor a 20 años.

El escenario A es muy sensible a los cambios que se le presentan, y reafirmando, es un proyecto “NO REALIZABLE”, por no presentar el suficiente atractivo económico y seguridad de inversión.

IV.2.2 Resultados del Análisis de Sensibilidades para el Escenario B.

En la tabla 4-8 se presenta el análisis de sensibilidades para el escenario B, en el que se puede observar que las variables que causan mayor impacto en el VPN, son los precios del crudo y la producción. Como se observa en la tabla, un aumento del 20% en cualquiera de estos 2 parámetros, provoca un incremento del VPN de 6,74 MMUS\$ y disminuye la deuda requerida en aproximadamente 14 MMUS\$.

Si se obtiene incremento tanto en la producción, como en los precios del crudo, hace que los ingresos en el flujo de caja sean mayores, y por lo tanto un mayor VPN y una deuda requerida mucho menor, lo que a su vez trae como consecuencia una disminución del tiempo de pago de un trimestre.

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MM\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	0,92	2,19	2,94	3,74	5,49	7,24	9,09	10,13
Pago de la Deuda	13,50	11,50	11,00	10,50	9,50	8,50	7,25	6,25
Deuda Requerida	102,10	90,52	85,28	79,75	68,07	56,23	44,92	35,22
Producción	0,00	0,00	1,70	3,74	8,39	12,93	16,85	19,51
Pago de la Deuda	>20	>20	11,75	10,50	8,75	7,50	6,50	6,00
Deuda Requerida	93,41	93,41	83,19	79,75	71,16	65,11	60,99	58,95
Costos y Gastos Operacionales	0,47	1,88	2,88	3,74	5,71	7,90	10,13	11,71
Pago de la Deuda	14,75	11,75	11,00	10,50	9,50	8,50	7,50	6,75
Deuda Requerida	107,74	92,04	85,67	79,75	67,75	55,75	45,44	37,75
Precios	0,00	0,00	1,68	3,74	8,53	13,10	16,80	20,13
Pago de la Deuda	>20	18,50	11,75	10,50	8,75	7,50	6,75	6,25
Deuda Requerida	93,41	93,26	83,19	79,75	71,16	65,11	62,21	59,98

Tabla 4-8 Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario B

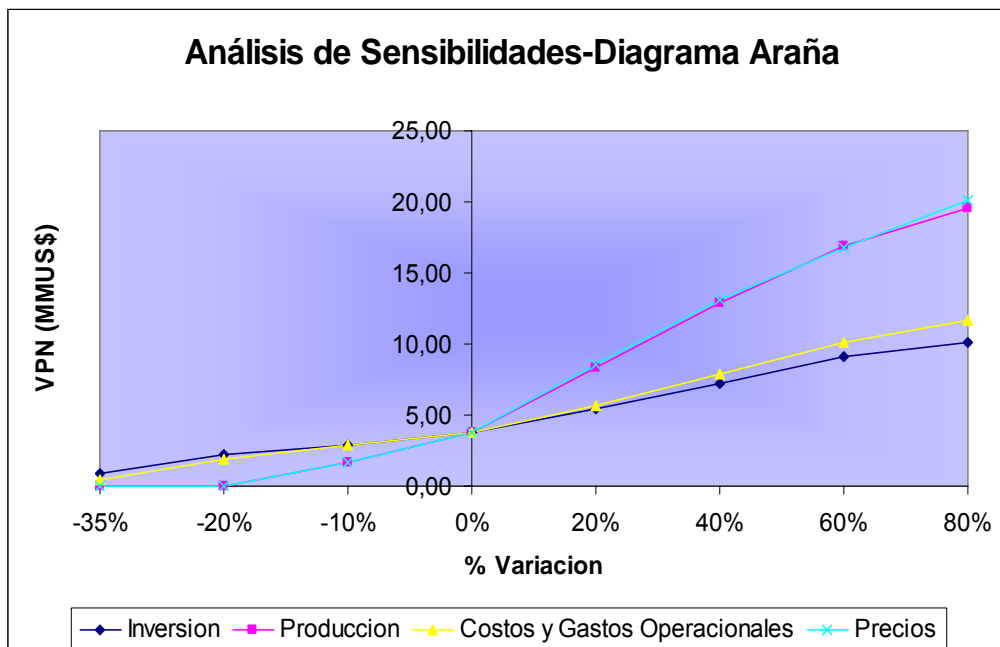


Figura 4-12 Representación gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario B.

IV.2.3 Resultados del Análisis de Sensibilidades para el Escenario C.

En la tabla 4-9 se presentan los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades para el escenario C.

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MM\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	12,85	15,09	16,46	16,80	20,18	21,09	21,31	18,56
Pago de la Deuda	9,50	8,75	8,25	8,00	6,75	5,75	5,00	4,00
Deuda Requerida	140,49	124,10	113,99	106,27	79,83	60,08	41,50	24,72
Producción	2,67	9,45	13,54	16,80	23,79	26,21	30,35	34,73
Pago de la Deuda	12,00	9,75	8,75	8,00	6,50	5,75	4,75	4,00
Deuda Requerida	137,23	119,72	111,62	106,27	88,87	79,58	59,52	44,78
Costos y Gastos Operacionales	13,20	15,07	15,99	16,80	20,82	21,18	23,36	26,27
Pago de la Deuda	9,00	8,50	8,25	8,00	7,00	6,75	5,75	5,00
Deuda Requerida	131,31	118,86	112,47	106,27	85,70	75,91	61,08	41,94
Precios	2,23	8,97	13,22	16,80	24,87	28,41	35,43	37,85
Pago de la Deuda	12,00	9,75	8,75	8,00	6,50	5,75	4,75	4,25
Deuda Requerida	137,23	119,72	111,62	106,27	88,87	79,58	59,52	51,04

Tabla 4-9 Resultados del Análisis de sensibilidad para el escenario C.

Para este escenario, las variables que causan mayor impacto en el VPN, al igual que en el caso anterior, son los precios y la producción. Como se observa en la tabla y en la figura 4-13, pequeñas variaciones en los porcentajes de estos 2 parámetros, provocan incrementos y decrecimientos del VPN comprendidos entre 7 MMUS\$ y 3 MMUS\$ respectivamente, y al igual que en el caso anterior ocurre una disminución de la deuda requerida y tiempo de pago. Sin embargo, hay que tener sumo cuidado en caídas de producción y de los precios, ya que generan un tiempo de pago mayor a 8 años.

Lo explicado anteriormente se puede ver claramente con un calculo sencillo: si se tiene que el promedio de los precios en el horizonte económico es de 23,15 \$/BN, un descenso del 35% de los precios arrojaría un promedio de 15,04 \$/BN, es decir, un poco mas de lo establecido como valor pesimista.

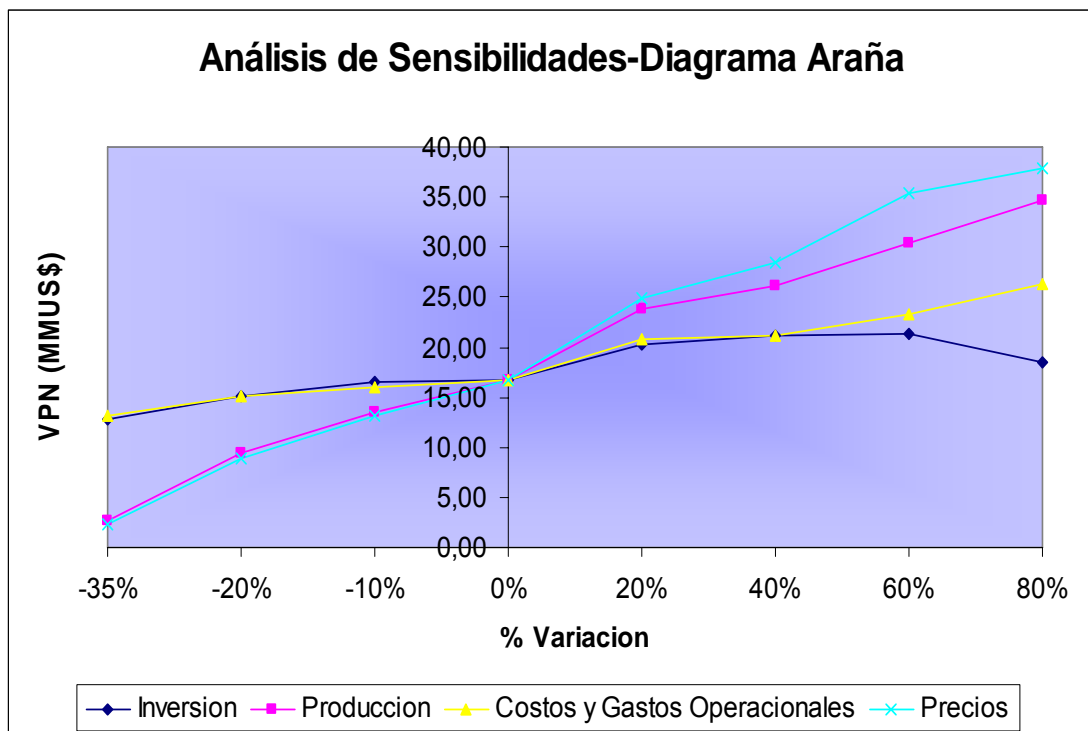


Figura 4-13 Representación Gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario C.

Al ver estos resultados, se observa que, en comparación con el escenario anterior, donde el proyecto puede soportar hasta 35% de la caída de las variables que afectan a este mismo escenario (producción y precios), el escenario C es bastante sensible a los cambios que puedan ocurrir a futuro.

IV.2.4 Resultados del Análisis de Sensibilidades para el Escenario D.

La siguiente muestra el análisis de sensibilidades para el escenario D.

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MM\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	18,54	21,42	23,48	24,78	25,67	23,49	23,83	24,63
Pago de la Deuda	8,25	7,50	7,00	6,50	5,75	5,50	4,75	3,50
Deuda Requerida	151,29	128,69	112,44	99,63	78,00	64,05	40,73	17,79
Producción	5,79	14,36	19,38	24,78	27,87	32,88	39,57	45,98
Pago de la Deuda	10,75	8,50	7,50	6,50	5,75	5,00	4,00	3,50
Deuda Requerida	152,61	128,45	115,37	99,63	88,92	69,16	45,06	31,83
Costos y Gastos Operacionales	19,03	21,32	23,97	24,78	26,25	25,47	24,09	30,37
Pago de la Deuda	7,75	7,25	6,75	6,50	6,00	5,75	5,50	4,50
Deuda Requerida	136,85	121,92	106,05	99,63	85,46	75,21	65,99	37,73
Precios	4,87	13,40	18,78	24,78	29,66	37,50	43,77	51,45
Pago de la Deuda	10,75	8,50	7,50	6,50	5,75	5,00	4,25	3,75
Deuda Requerida	152,61	128,45	115,37	99,63	88,92	69,16	52,01	38,79

Tabla 4-10 Resultados del Análisis de sensibilidad para el escenario D

Para este escenario, las variables que causan mayor impacto en el VPN, son las mismas que en los escenarios anteriormente explicados; los precios y la producción.

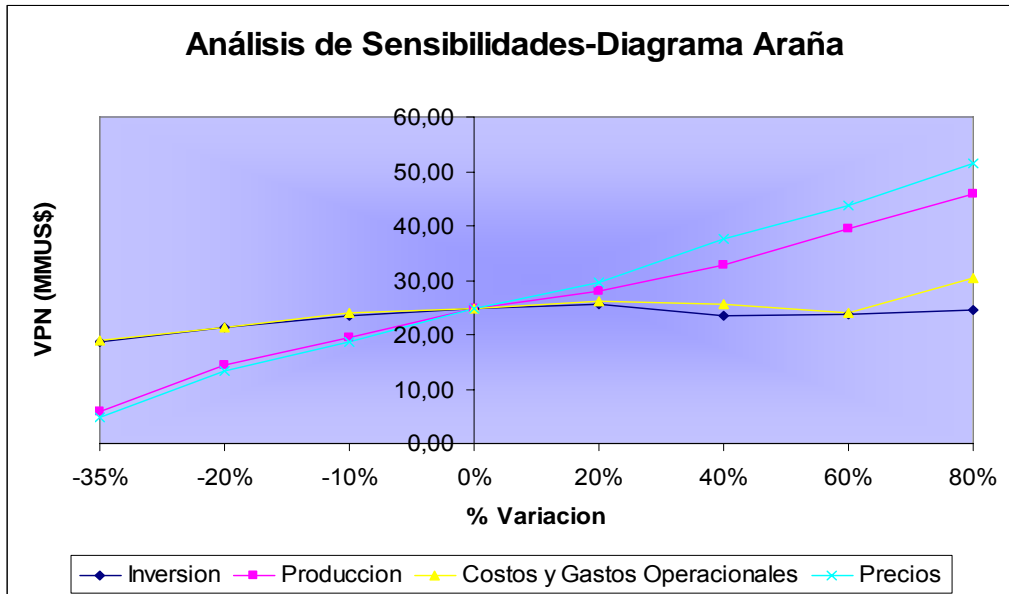


Figura 4-14 Representación gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario D.

Como se observa en la tabla 4-10 y en la figura anterior, pequeñas variaciones en los porcentajes de estos 2 parámetros, son sensibles a aumentar o disminuir el VPN en aproximadamente 5MMUS\$. También disminuye la deuda requerida y tiempo de pago. Sin embargo, el escenario D es muy sensible a aumentos mayores al 20% en la producción y los precios, ya que generan un mayor porcentaje de incremento del VPN.

Con respecto al tiempo de pago y los valores de VPN, se observa que el proyecto puede soportar variaciones negativas de hasta 35% (mínimo valor con que trabaja el programa), y sin embargo el proyecto es rentable tanto en el tiempo de pago de la deuda requerida, como para los valores presentes netos.

IV.2.5 Resultados del Análisis de Sensibilidades para el Escenario E.

La tabla 4-11 presenta el análisis de sensibilidad hecho para este escenario

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MM\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	29,55	31,70	34,50	35,65	38,47	37,87	31,74	32,14
Pago de la Deuda	7,00	6,50	6,00	5,75	5,25	4,75	4,50	4,25
Deuda Requerida	157,02	136,57	117,50	102,30	77,94	55,53	43,14	30,74
Producción	11,46	22,37	29,31	35,65	45,41	43,48	41,72	59,69
Pago de la Deuda	9,50	7,50	6,50	5,75	5,00	4,75	4,50	4,25
Deuda Requerida	180,18	144,24	121,74	102,30	80,66	74,17	69,73	63,46
Costos y Gastos Operacionales	29,39	31,36	35,45	35,65	38,81	41,05	42,70	42,86
Pago de la Deuda	6,50	6,25	5,75	5,75	5,50	5,25	5,00	4,75
Deuda Requerida	138,39	126,16	106,13	102,30	87,73	76,30	62,72	52,12
Precios	8,43	21,05	27,74	35,65	49,96	53,43	56,50	66,60
Pago de la Deuda	9,50	7,25	6,50	5,75	5,00	4,75	4,50	4,25
Deuda Requerida	180,18	137,33	121,74	102,30	80,66	74,17	69,73	63,46

Tabla 4-11 Resultados del análisis de sensibilidad para el escenario E.

Para el escenario E, se tiene que pequeños incrementos en los precios del crudo generan altos valores presentes netos, es decir, el precio del crudo es la variable más sensible en el caso de incrementos en el porcentaje de variación. Por otro lado, disminuciones en los porcentajes de variación de la producción y los precios, generan caídas de 5 MMUS\$ para cada proporción.

Con respecto al tiempo de pago y los valores de VPN, se observa que el proyecto puede soportar variaciones negativas de hasta 35% (mínimo valor con que trabaja el programa), y sin embargo el proyecto es rentable tanto en

el tiempo de pago de la deuda requerida, como para los valores presentes netos.

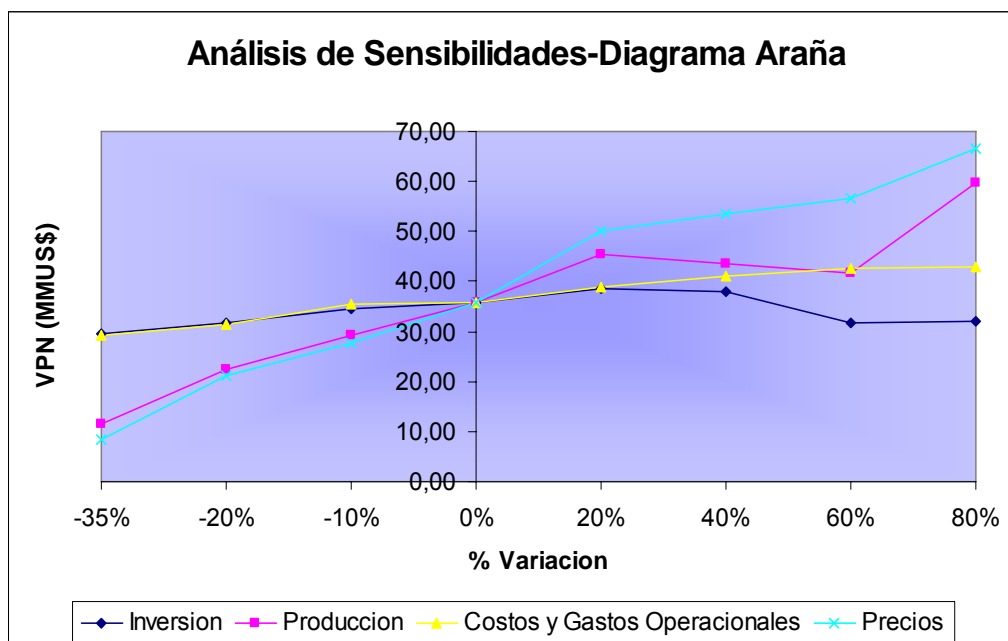


Figura 4-15 Representación gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario E.

Esto quiere decir, que comparando los proyectos, se tiene que el escenario E es el proyecto a realizar a cabo antes que cualquiera de los escenarios anteriormente planteados; sin embargo, como en el escenario D, aquí ocurre lo mismo para aumentos de la producción.

La figura 4-15 muestra porcentajes para incrementos del 20, 40, 60 y 80 % en las variables (producción, inversión, costos y gastos operacionales, precios); sin embargo, no se pueden realizar incrementos mayores al 10% ya que llegaría a producir mas de las reservas extraíbles (51 MMBN).

IV.3 Resultados de la Simulación de Monte Carlo (Análisis de Riesgo).

IV.3.1 Resultados de la Simulación de Monte Carlo para el Escenario A.

El gráfico a continuación muestra la distribución de frecuencia acumulada y relativa con una simulación de mil iteraciones. Observando detalladamente la gráfica tiende a una distribución normal comprimida en forma de campana. Esto se debe a que los intervalos tomados por el programa son muy pequeños entre ellos.

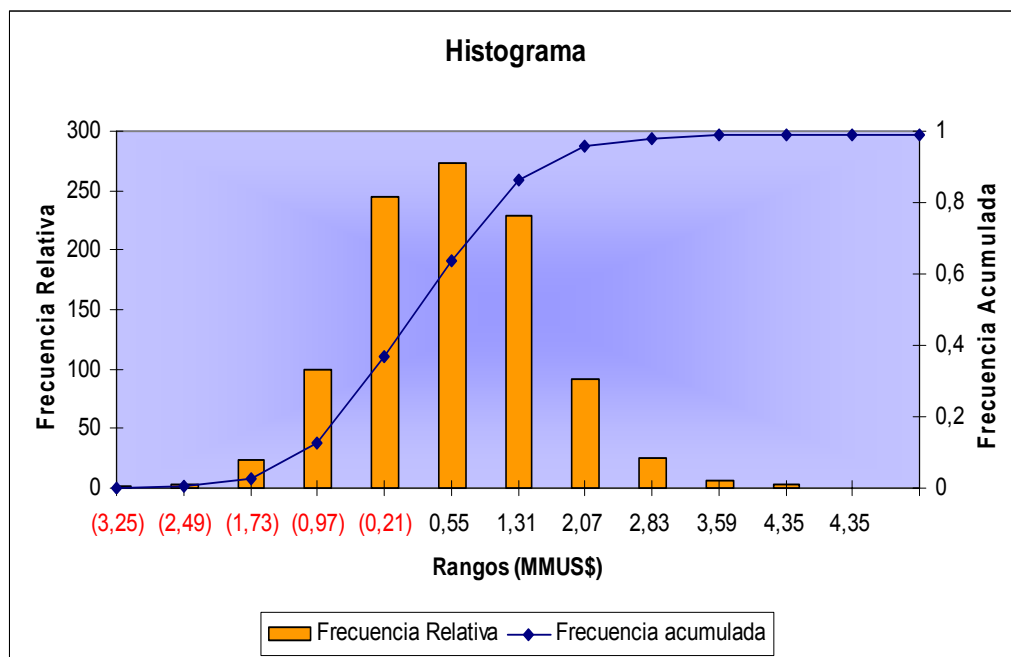


Figura 4-16 Distribución de frecuencia acumulada y frecuencia relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario A.

Tomando en cuenta lo anterior, se tiene que la media o VPN esperado para este histograma, se encuentra alrededor de los 0,55 MMUS\$.

IV.3.2 Resultados de la Simulación de Monte Carlo para el Escenario B.

Para este escenario, al igual que el escenario anterior, en la grafica 4-17 se puede observar una tendencia a una distribución normal comprimida en el sector de la campana.

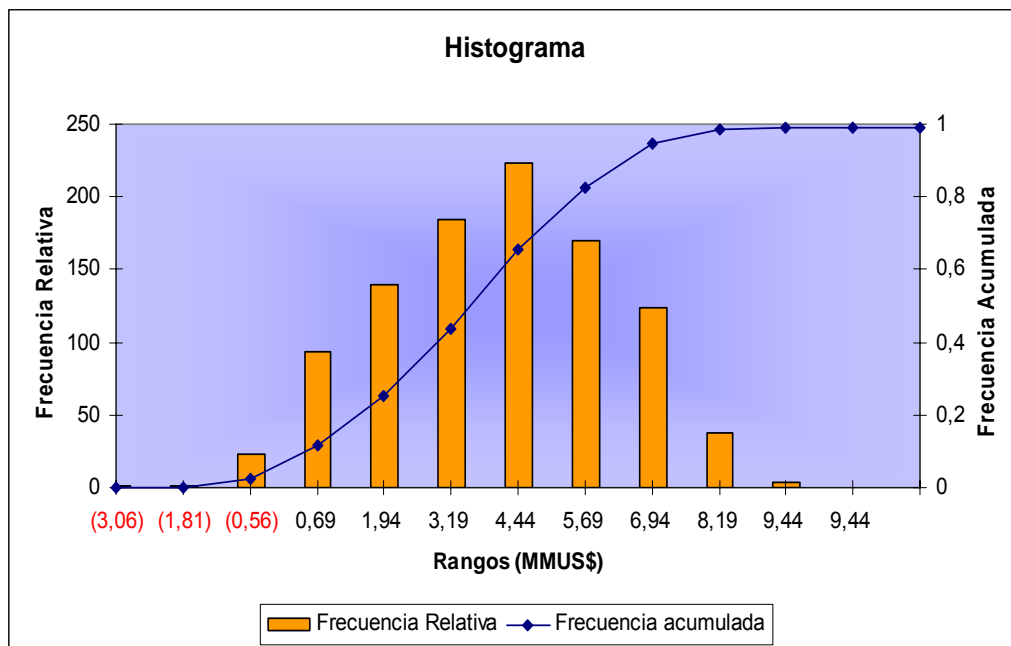


Figura 4-17 Distribución de frecuencia acumulada y frecuencia relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario B.

Se tiene que, el valor más esperado (mayor frecuencia) para el Escenario B es probablemente 4,44 MMUS\$. Comparando los resultados obtenidos en el método de Monte Carlo con el análisis de riesgo (análisis de sensibilidad), se espera percibir una mayor ganancia.

Este resultado se debe a que la Simulación de Monte Carlo se basa en la Ley de los Grandes Números y demuestra que, cuando las variables independientes se expresan como una distribución continua, los resultados

de la variable dependiente tomarán la forma de distribución normal, siempre y cuando se realicen una serie significativas de combinaciones de variables independientes (iteraciones, que al menos deben ser 1000) [6].

IV.3.3 Resultados de la Simulación de Monte Carlo para el Escenario C.

Para este escenario, la simulación Monte Carlo arrojó una media de 14,83 MMUS\$. Al comparar el VPN y la media obtenida, encontramos una pequeña caída en su valor. Es decir, que un sesenta por ciento (60%) de probabilidad de obtener valores por debajo de 14,83 MMUS\$.

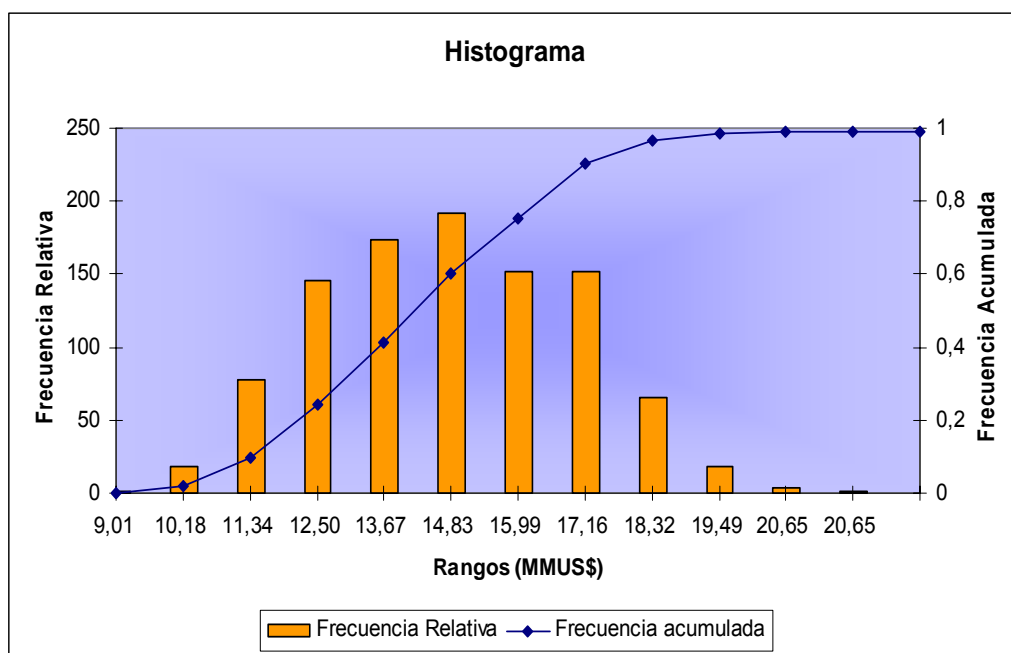


Figura 4-18 Distribución de frecuencia acumulada y frecuencia relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario C.

IV.3.4 Resultados de la Simulación de Monte Carlo para el Escenario D.

La gráfica 4-19 tiende a una distribución normal ampliada en el sector de la campana. La media de mayor frecuencia en el escenario D está en el valor de 16,13 MMUS\$.

Para este escenario D, se presenta el mismo caso que en el escenario C, es decir, se tiene un valor en la media que es menor en valor al VPN, lo cual indica que exista una probabilidad mayor al 75%, de que se produzca ganancias inferiores a 16 MMUS\$.

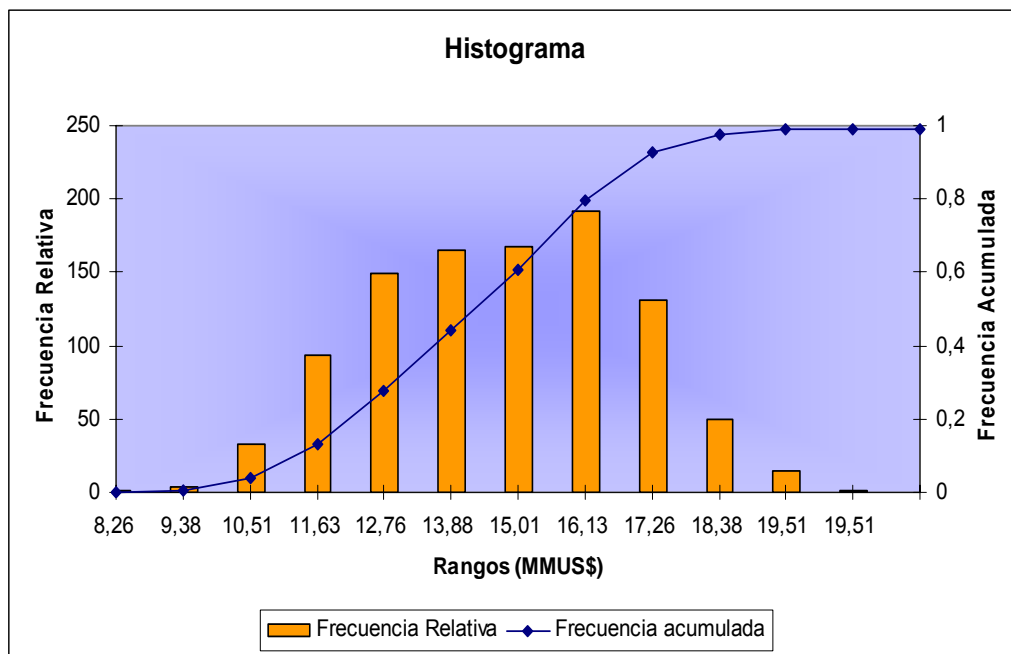


Figura 4-19 Distribución de frecuencia acumulada y frecuencia relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario D.

IV.3.5 Resultados de la Simulación de Monte Carlo para el Escenario E.

El valor más esperado es de 35,54 MMUS\$, con una probabilidad mayor al 70% de obtener valores menores a la media.

Para el escenario E, se presenta el mismo caso que en el escenario D y C, es decir, se tiene una media de menor valor que la obtenida en el análisis de sensibilidades.

Sin embargo, comparando con los escenarios que han presentado el mismo comportamiento, se tiene que la diferencia entre los valores entre Monte Carlo y análisis de sensibilidades, no poseen un comportamiento característico.

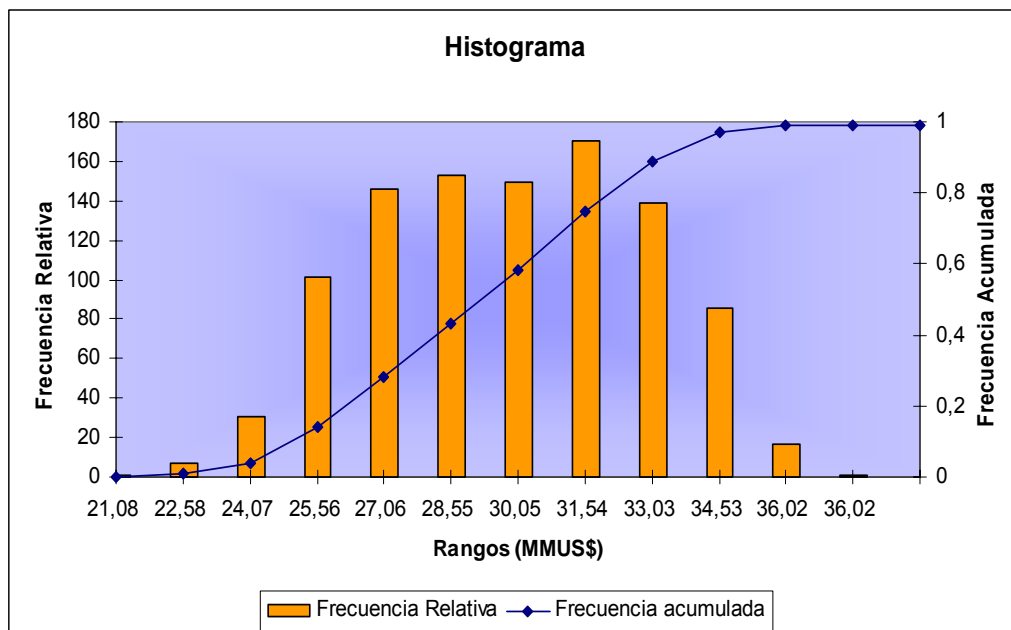


Figura 4-20 Distribución de frecuencia acumulada y frecuencia relativa en el simulador Monte Carlo para el escenario E.

Cabe destacar que los histogramas que se presentan en forma rectangular, se consideran de mayor riesgo. Esto se debe a que, la frecuencia en que ocurre un evento y otro, es mínima; en otras palabras, así como se puede ganar dinero también se puede perder con pequeñas variaciones en las variables.

V Conclusiones

- ✓ La metodología descrita en el Trabajo Especial de Grado puede aplicarse a cualquier campo o pozo del Área Mayor de Socororo. Se debe realizar a todos los pozos y campos, individualmente para saber que tan rentable y eficiente son para el proyecto.
- ✓ Dada la ausencia de datos sólidos respecto a muchos de los parámetros esenciales, las tasas de producción poseen un valor fundamentalmente cualitativo; dado lo anterior, la principal fortaleza de la proyección de la producción radica en su carácter metodológico.
- ✓ La posibilidad de suavizar los picos de producción, y generar un plateau más prolongado, permitirá utilizar al máximo la infraestructura de producción existente, la cual llega a manejar 12.000 BNPD.
- ✓ La mejor propuesta de los proyectos planteados en este trabajo especial de grado es el escenario E (el cual toma en cuenta los pozos activos, reacondicionamientos y perforación de las reservas probadas probables y posibles), la cual genera a la empresa los mayores dividendos económicos.
- ✓ El escenario más realista es el D (el cual toma en cuenta los pozos activos, reacondicionamientos y perforación de las reservas probadas), ya que proyecta la mayor producción de reservas probadas del campo y no presenta la incertidumbre que puedan generar las reservas probables y posibles.
- ✓ Si se continúa la producción con el escenario A (el cual toma en cuenta 22 pozos activos al momento del estudio), es decir, se espera que los

pozos que se tienen activos, se agoten totalmente en sus tres prospectos, no logrará sus objetivos económicos y productivos, y no se obtendrá ninguna ganancia, y la deuda requerida para su ejecución no podrá ser pagada durante el tiempo de duración del convenio.

- ✓ De los escenarios planteados en el TEG, solo el escenario A, no es viable, ya que su VPN es igual a cero. Sin embargo, ninguno de los otros escenarios son rentables, ya que su tasa de retorno modificada es menor que la tasa de descuento. A pesar de este resultado, la misión y visión de la empresa, no solo es la generación de capital, sino también ser soporte educativo, contribuir al desarrollo de capital nacional y servir de laboratorio de investigación de campo.
- ✓ La máxima producción que se alcanzará por los proyectos planteados es de 44.7 MMBN presente en escenario E, solo por flujo natural, logrando un factor de recobro del AMS del 64,8 % de las reservas óptimas desarrollables de 69 MM BN. No entran en este caso, ningún método de recuperación secundaria. Por lo cual se espera que al utilizar métodos de recuperación secundaria ayudaría al aumento de la producción, esto conlleva a un aumento en el factor de recobro, logrando así, lo expresado en el Plan de Desarrollo al inicio del convenio, el cual es quince por ciento (15%).
- ✓ Los altos precios del petróleo que se han registrado en los últimos meses, son una excelente oportunidad para la generación de capital en un corto plazo, por lo tanto, cualquier incremento de producción debe ser llevado a cabo en la actualidad, lo cual implica que la empresa, deberá poner su esfuerzo en colocar en actividad la mayor cantidad de pozos. Esto logrará una reducción del tiempo de pago de la deuda y una pronta generación de dividendos.

- ✓ La simulación de Monte Carlo es una herramienta útil, que respalda los resultados del análisis de sensibilidades. Ajustándose más a la realidad en que se comportan las variables. Las probabilidades en valores absolutos son bien altas de ganar menos de lo esperado por el análisis de sensibilidades para los escenarios C. D y E.

VI Recomendaciones

- ✓ Reconstruir las historias de pozos y los sumarios de producción, para minimizar las inconsistencias encontradas, y aumentar el número de pruebas a los pozos futuros, y así aumentar la precisión y exactitud de los resultados de producción.
- ✓ Realizar pruebas de integridad en los equipos existentes, a fin de verificar las condiciones operacionales de los mismos, con la finalidad de minimizar los tiempos de reparaciones y ceñirse lo mejor posible al plan de producción del campo.
- ✓ Realizar una evaluación a los pronósticos de los pozos que drenarán reservas probables y posibles, debido al gran aporte de caudal que se estima puedan aportar.
- ✓ En caso de que exista alguna modificación con los pronósticos de producción presentados en este trabajo, actualizar la evaluación económica en función de estas nuevas producciones.
- ✓ El escenario E presenta alto grado de incertidumbre, y antes hay que analizar y evaluar con cierto grado de certeza las reservas probables y posibles.
- ✓ Llevar a cabo al escenario D tal y como se plantea en el presente TEG. Cualquier retraso en la ejecución del mismo (reacondicionamientos, reactivación o perforación), genera caídas importantes en el VPN y tiempo de pago de la deuda.

- ✓ El Plan de Desarrollo presentado para la aprobación del convenio, debe ser modificado para poder acercarse a la meta de producción establecida de 51 MMBN. Este plan, no ha podido responder con éxito a los objetivos planteados en él debido a distintas circunstancias presentadas en el país en los últimos años, poniendo en riesgo alcanzar la meta de recobro del área.

VII Referencias Bibliográficas

1. Colmenares, Gloria y Durán, Nelson. (2001). Una Evaluación del Programa de Desarrollo de la Empresa Mixta. Trabajo de Ascenso no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
2. Republica Bolivariana de Venezuela, Convenio Operativo Área Socororo, PDVSA Petróleo y Gas S.A., Caracas, noviembre 2000, pp. 112.
3. Republica Bolivariana de Venezuela, Procedimientos Contables del Convenio Operativo Área Socororo, PDVSA Petróleo S.A., Caracas, noviembre 2000.
4. Republica Bolivariana de Venezuela, Ley de Impuesto Sobre la Renta, 28 de septiembre del 2001.
5. Corpomene. Plan de Desarrollo Optimizado. Área Mayor Socororo. Propuesta Fase III. Febrero 2001.
6. CORPOVEN S.A., Gerencia de Evaluaciones Económicas, Financieras y Costos. Evaluación Económica de Proyectos, Gerencia General de Finanzas, Edición Estrada, Del Pino & Asociados, Caracas, mayo 1995.
7. Blanco, Adolfo. Evaluación Económica de Proyectos. 5ta Edición Abril 2005. Editorial Texto C.A. 451pp.
8. Arias, F. (1999). El proyecto de investigación: Guía para su elaboración. 3ra edición, Venezuela, Editorial Episteme.
9. Baca Urbina, Gabriel. (2000) Evaluación Económica de Proyectos. 4ta edición. México. Mc Graw Hill.
10. Mendoza, T (sin fecha) Evaluación Económica de proyectos. [Tutorial en línea]. [consulta: 2005, 28 de Marzo] Disponible:

http://www.uach.cl/megr/aemegr/documentos/archivos/evaluacion_economica_inversion.pdf

11. Sin autor. Evaluación Económica de proyectos. [Tutorial en línea]. [consulta: 2005,28 de Marzo] Disponible: www.gestiopolis.com/recursos2/documentos/fulldocs/fin/evaproivan.htm
12. Sin autor. Simulación Monte Carlo. [Tutorial en línea]. [consulta: 2005, 15 de Abril] Disponible: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/cursoJava/numerico/MonteCarlo/aleatoria/aleatoria.htm>
13. Faulin, J y Juan. A (sin fecha) Simulación Monte Carlo. [Tutorial en línea]. [consulta: 2005, 28 de Abril] Disponible: www.lfp.uba.ar/moreno/TErrores2004/Simulacion_MC.pdf
14. Taylor, George. Ingeniería Económica Toma de decisiones económicas. 2da Edición. Editorial Limusa. México 1996.
15. Torres, Michel. Análisis de toma de decisiones: Un Enfoque Conceptual. Publicación conjunta de UCV y Callaos y asociados. Ingenieros consultores C.A.1993.
16. Manotas, Diego. Evaluación de Proyectos. Escuela de Ingeniería Industrial y Estadística. Universidad del Valle Febrero 2005. [Tutorial en línea] Disponible: [pino.univalle.edu.co/~manotas/Diplomado%20FPEP/Gcia%20de%20Proyectos%20\(Manotas%202005\).pdf](http://pino.univalle.edu.co/~manotas/Diplomado%20FPEP/Gcia%20de%20Proyectos%20(Manotas%202005).pdf)

NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS

\$/Bbl	Dólares por barril
% AyS	Porcentaje de Agua y Sedimentos
AMS	Área Mayor de Socororo
AOF	Absolute Open Flow, bbl/D
API	American Petroleum Institute
Aq	Estipendio por producción base
Bbl/bbl	Barril
Bq	Estipendio por producción incremental
BN	Barriles Normales
BNA	Barriles Normales de Agua
BNP	Barriles Normales de Petróleo
BNPD	Barriles Normales por día
BPD	Barriles por día
BPPD	Barriles de Petróleo por Día
Bs.	Bolívares
C.A.	Compañía Anónima
D	Día
EI	Eficiencia de Inversión
Esq	Estipendio por servicios
FR	Factor de recobro.
GOES	Gas Original en Sitio, PCN
h	Espesor del Yacimiento.
HP	Horse Power
Hr	Horas.
IP	Índice de Productividad, bbl/D/Lpc
IPR	Inflow Performance Relationship
ISLR	Impuesto Sobre La Renta
Lb	Libras
Lpc	Libras por pulgada cuadrada
MAEP	Modelo de Análisis Económico de Producción
MBN	1×10 ³ Barriles Normales
mD	1×10 ⁻³ Darcy
MMBN	1×10 ⁶ Barriles Normales
MMBs	1×10 ⁶ Bolívares
MMBY	1×10 ⁶ Barriles de Yacimiento
MMMPC	1×10 ⁹ Pies Cúbicos
MMMPCN	1×10 ⁹ Pies Cúbicos Normales
N/S/E/O/E	Norte/Sur/Este/Oeste (rumbos variados).
Np	Petróleo producido.
OFM	Oil Field Manager
P	Presión, Lpc

PCN	Pies Cúbicos Normales
PDVSA	Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
Pe	Presión Estática, Lpc
PEsq	Porcentaje de estipendio por servicios
PI	Presión de Inyección, Lpc
POES	Petróleo Original en Sitio, BN
Pr	Presión de Yacimiento, Lpc
Psep	Presión de Separación, Lpc
Pulg.	Pulgadas
Pwf	Presión de Fondo Fluyente, Lpc
Qo	Tasa de Petróleo
RGL	Relación Gas – Líquido, PCN/BN
RGP	Relación Gas – Petróleo, PCN/BN
RPM	Revoluciones por minuto
S.A.	Sociedad Anónima
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRm	Tasa interna de retorno modificada
Tpe	Tiempo de pago estático
Tpd	tiempo de pago dinámico
TPR	Tubing Performance Relationship
VPN	Valor Presente Neto
Wp	Agua producida.

APÉNDICE 1

CLÁUSULAS RELACIONADAS A REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BASE.

11.1 (b) La Contratista deberá solicitar todos los permisos requeridos por las Leyes y Decisiones venezolanas para permitirles la prestación de los Servicios Operativos. PDVSA cooperará con la Contratista para obtener y/o mantener vigentes los permisos y realizará todos los pasos razonables que sean requeridos por la Contratista para obtener la emisión de tales permisos, inclusive la solicitud de los permisos en su propio nombre, en aquellos casos en que no sea permitido que el Operador o la Contratista lo solicite en su nombre. La Contratista podrá, previa notificación a PDVSA, suspender la prestación de los Servicios Operativos, si:

(i) las operaciones en toda o parte del Área se ven impedidas substancialmente por un período mínimo de sesenta (60) días, debido a la ausencia de permiso requerido por las Leyes y Decisiones venezolanas para tales operaciones; y

(ii) la Contratista ha tomado y continúa tomando, las medidas razonables para obtener tales permisos de acuerdo con las Leyes y Decisiones aplicables, e inclusive lo relativo a la presentación de todos los documentos e información requerida por las autoridades gubernamentales competentes siempre que los mismos sean razonablemente capaces de ser presentados en el momento respectivo.

Mientras dure la suspensión, las actividades en el Área deberán ser paralizadas, salvo aquellas actividades útiles o necesarias para obtener los permisos correspondientes. Dichas suspensiones serán levantadas, bien (i) a opción de la Contratista, o (ii) si, a consideración de PDVSA, la Contratista no continúa tomando las medidas razonables para obtener los permisos

correspondientes. El periodo de tiempo respectivo comenzará a partir del momento del levantamiento de la suspensión. El tiempo que dure la suspensión no se computará contra el período de tiempo respectivo.

XIV Reducción de la Producción

XIV La Contratista podrá ser obligada a reducir la Producción como resultado de medidas adoptadas por el gobierno venezolano en ejecución de obligaciones establecidas en tratados internacionales suscritos por la República Bolivariana de Venezuela. En estos casos, el porcentaje de reducción aplicable a la Producción contemplada en este Convenio, no podrá exceder el nivel porcentual de reducción de producción requerido a las compañías petroleras que operen en Venezuela, tomadas en su conjunto, incluyendo a las Entidades Asociadas de PDVSA. En todo caso, dicho porcentaje de reducción será determinado en base a la capacidad de producción disponible. A tal, "capacidad de producción disponible", será la producción real del tipo de Hidrocarburos sujeto a las obligaciones previstas en el tratado respectivo, que se tenga en el momento indicado o la que se estime razonablemente pueda comenzarse a producir en los tres (3) meses siguientes al momento de que se trate. La capacidad de producción disponible para un periodo específico, será determinada en base a la capacidad planificada que se ha previsto en el correspondiente Plan de Desarrollo y será revisada para los períodos subsiguientes en base a la capacidad planificada para dichos períodos. Cualquier reducción de capacidad deberá ser aplicada en forma prorrateada a la Producción Base y a la Producción Incremental en el momento respectivo. En el caso de que la Contratista no pueda recuperar las pérdidas resultantes mediante el incremento de la tasa de Producción al nivel necesario para lograr tal recuperación, tendrán derecho a una prórroga del Período Operativo con una duración suficiente que les permita producir un volumen igual al que dejaron de producir en virtud de la reducción.

15.4 (b) PDVSA estará obligada a aceptar de la Contratista, en cada Punto de Entrega, todos los Hidrocarburos en los volúmenes y tolerancias, que los

mismos estén autorizados a entregar en el correspondiente Punto de Entrega, en el entendido de que esta obligación estará sujeta a las limitaciones que sean consecuencia del mantenimiento y de las reparaciones usuales y razonables de las instalaciones en cuestión así como de los problemas operativos de las mismas.

Antes de concluir una propuesta de Programa de Trabajo y Presupuesto Anuales conforme a la Cláusula VII, PDVSA notificará a la Contratista el momento y la duración estimada de las operaciones de mantenimiento y reparación planificadas sobre activos e instalaciones, que podrían afectar su capacidad de aceptar la entrega de la Producción en el correspondiente Punto de Entrega, durante el período al que corresponde dicho Programa de Trabajo y Presupuesto Anuales y la Contratista deberá contemplar las previsiones necesarias para tal mantenimiento y reparación en su Programa de Trabajo y Presupuesto Anuales. De necesitarse reparaciones mantenimiento o reparaciones no planificadas o de presentarse problemas operativos imprevistos, PDVSA deberá notificar oportunamente a la Contratista la naturaleza del problema, la magnitud y duración de la reducción de capacidad que se espere, así como las medidas que se estén tomando a fin de resolver el problema y, asimismo, deberá mantenerlos informados sobre su evolución. En todo caso, PDVSA hará todo lo que esté razonablemente a su alcance para minimizar la duración y magnitud de cualquier reducción de capacidad debida a mantenimiento y reparaciones o causada en virtud de problemas operativos. Las reducciones parciales de capacidad serán distribuidas proporcionalmente entre todos los usuarios de las respectivas instalaciones, incluidas PDVSA y las otras Entidades Asociadas de PDVSA, en base a la capacidad de producción disponible atribuible a cada usuario, la cual será determinada conforme a lo dispuesto en la Cláusula XIV. Cualquier reducción en la capacidad se deberá aplicar en forma prorrateada a la Producción Base y a la Producción Incremental. Cuando la Contratista no pueda recuperar la pérdida resultante, mediante el incremento de la tasa de Producción al nivel necesario para recuperar tal pérdida, la Contratista tendrá derecho a recibir una extensión del Período Operativo que les permita producir el mismo volumen que dejaron de

producir como resultado de dicha reducción.

22.5 En caso de que la Contratista se vea obligada en cualquier momento a cesar o reducir la Producción Base en virtud de una condición, circunstancia o práctica de producción existente a la Fecha de Inicio de Operaciones, que para ese momento viole la Normativa Ambiental, se reducirá inmediatamente la Producción Base de los Hidrocarburos respectivos, en un monto igual al de tal reducción. No obstante, PDVSA podrá pagar cualesquiera medidas o instalaciones que sean necesarias a fin de que la Producción Base original cumpla con las disposiciones legales y reglamentarias correspondientes, durante el período de la reducción, PDVSA calcule y pague la porción del Estipendio por Servicios relativa a la Producción Base, como si la Producción Base fuese producida en su totalidad. En este caso, la Producción Base se considerará que ha sido producida en su totalidad a efectos de lo previsto en el Artículo 5.2.3 de los Procedimientos Contables. Los desembolsos involucrados en la ejecución de dichas medidas o construcción de instalaciones, serán pasados o reembolsados directamente por PDVSA y no se incluirán en el cálculo del Estipendio por Servicios. El conocimiento por parte de la Contratista de cualesquiera de tales condiciones, circunstancias o prácticas de producción con anterioridad a la Fecha de Inicio de Operaciones, no constituirá una renuncia de sus derechos, ni afectará de manera alguna las obligaciones de PDVSA que se derivan de esta Cláusula 22.5.

XXVI Fuerza Mayor

26.1 El incumplimiento de una Parte de alguna obligación prevista en el Convenio será excusado y no se considerará como tal durante el plazo y en la medida en que el mismo sea causado por un Evento de Fuerza Mayor, salvo cuando dicho Evento de Fuerza Mayor sea un acto del Estado venezolano que no sea de aplicabilidad en general, en cuyo caso el referido evento no impedirá una acción por daños y perjuicios contra PDVSA o la Contratista por el incumplimiento de la obligación pertinente

26.2 A los efectos de este Convenio, "Evento de Fuerza Mayor" significará

todo hecho o situación, distinto de la falta de fondos, que esté fuera del control razonable de la Parte obligada a cumplir la obligación correspondiente y que no pueda ser por ella previsto o evitado, en todo o en parte mediante la debida diligencia, en caso de ser previsible. Esto incluye, a título enunciativo, huelgas, boicots, paros, paro forzoso y cualquier otro tipo de conflictos laborales, incendios, terremotos, temblores o deslizamientos de tierra, avalanchas, inundaciones, huracanes, tornados, tormentas, otros fenómenos o catástrofes naturales, explosiones, epidemias, guerras (declaradas o no), hostilidades, actividades de la Guerrilla, actos terroristas, motines, insurrecciones, conmociones civiles, actos de sabotaje, bloqueos económicos, embargos o actos del Estado o de cualquier entidad gubernamental.

26.3 Si una Parte se ve imposibilitada de cumplir alguna obligación estipulada en este Convenio debido a un Evento de Fuerza Mayor, deberá notificar a las demás Partes por escrito, tan pronto como sea posible, indicando la razón del incumplimiento, los detalles del Evento de Fuerza Mayor y la obligación o condición que se vio afectada. Con excepción de lo dispuesto en la Cláusula 26.1, las obligaciones de las Partes se suspenderán temporalmente durante el período en que las mismas no puedan cumplirlas debido al Evento de Fuerza Mayor, pero solamente en la medida de su imposibilidad de cumplir. Las obligaciones de las Partes que se puedan ejecutar a través de instalaciones no afectadas por el Evento de Fuerza Mayor se mantendrán en pleno vigor. La Parte afectada por el Evento de Fuerza Mayor deberá notificar de inmediato a las demás Partes, tan pronto cuando dicho Evento haya culminado y ya no impida el cumplimiento de sus obligaciones y, a partir de entonces, se reanudará la ejecución de la parte del Convenio que haya sido suspendida.

26.4 La Parte que haya notificado un Evento de Fuerza Mayor deberá esforzarse por mitigar los efectos del mismo sobre el cumplimiento de sus obligaciones. Cuando un Evento de Fuerza Mayor continúe durante más de sesenta (60) días, las Partes deberán reunirse para revisar la situación y sus

implicaciones respecto a las operaciones y para discutir las acciones apropiadas a seguir de acuerdo a las circunstancias.

26.5 Si un evento de Fuerza Mayor impide la ejecución de las actividades de desarrollo o expansión, el Periodo de Operación relevante se prorrogará por un tiempo igual al término durante el cual el evento tuvo efecto.

APÉNDICE 2

CLÁUSULA XVII: PAGO Y REEMBOLSO.

17.1 PDVSA pagará a la Contratista una cantidad en efectivo, en U.S.\$ o Dólares y/o Bolívares equivalentes (en lo sucesivo, el “Estipendio por Servicios”), determinada en la forma prevista en el Artículo V de los Procedimientos Contables, por concepto de reembolso de los anticipos realizados por la Contratista por la adquisición de bienes y servicios en nombre de PDVSA y (u) retribución por la prestación de los Servicios Operativos previstos en este Convenio. El Estipendio por Servicios se calculará y se, pagará por trimestre en base a las relaciones de cuenta y a las facturas presentadas por la Contratista conforme a la Cláusula XVIII, previa deducción de los pagos por concepto de capital, intereses y Cargos de Financiamiento, derivados de cualquier contrato de financiamiento.

17.2 (a) Adicionalmente a los dos componentes del Estipendio por Servicios descritos en la Cláusula 17. 1, PDVSA deberá pagar a la Contratista el impuesto al valor agregado (o cualesquiera otros impuestos al valor agregado o las ventas, de estructura similar, que se apliquen en Venezuela) que la Contratista esté obligada a recaudar conforme a la legislación venezolana aplicable, con relación a la porción del Estipendio por Servicios que representa la retribución por la prestación de los Servicios Operativos, el cual será determinado a tenor de lo previsto en el Artículo VI de los Procedimientos Contables. El referido impuesto al valor agregado será, calculado y pagado en Bolívares.

(b) El pago del impuesto al valor agregado a que alude el párrafo anterior, es adicional al reembolso del impuesto al valor agregado, previsto en el Artículo 1.6.2 de los Procedimientos Contables, que paga la Contratista por concepto de bienes y servicios que adquieren de terceros por cuenta de PDVSA.

17.3 A los efectos del cálculo del Estipendio por Servicios, el volumen de todos los Hidrocarburos Líquidos será medido en el o los correspondientes Puntos, de Entrega y será corregido para reflejar un contenido de agua de cero por ciento (0 %) el volumen de todo Gas Natural será corregido para reflejar un contenido de impurezas que no será mayor del cero coma tres por ciento (0,3%).

Toda la Producción Incremental se valorará en base a la Fórmula de Precio. A los fines de aplicar la Fórmula de Precio a los Hidrocarburos Líquidos, se entenderá que la gravedad API de toda la Producción entregada en todos los Puntos de Entrega en un Trimestre dado, es el promedio de gravedad API de dicha Producción, medida para tomar en cuenta el volumen real de Hidrocarburos Líquidos con distintas gravedades API que hayan sido entregados en dicho Trimestre.

Salvo que PDVSA y la Contratista acuerden lo contrario, el valor de los Hidrocarburos puestos a disposición en un Punto de Entrega en un Trimestre dado, se basará en el precio promedio determinado conforme a la Fórmula de Precio de cada día calendario de tal Trimestre, sin tomar en cuenta el volumen de Hidrocarburos entregados en cada uno de dichos días. La entrega de Gas Asociado a PDVSA no generará pago alguno.

17.4 Todos los pasos del Estipendio por Servicios e impuesto al valor agregado o impuestos venezolanos similares relacionados, que graven el componente relativo a la retribución del Estipendio por Servicios, se abonarán a una cuenta indicada por el Operador, la cual podrá estar ubicado dentro o fuera de Venezuela. Se considera que PDVSA ha cumplido con sus obligaciones de pacto del Estipendio por Servicios y de dichos impuestos si efectúa el pago al Operador. PDVSA no será responsable por los errores u omisiones en que pudiera incurrir el Operador en la adecuada distribución de tales pagos. La Contratista sólo tendrá acción contra el Operador por dicho error u omisión.

APÉNDICE 3

CLÁUSULA XVIII: RELACIONES DE CUENTA Y FACTURAS.

18.1 El Estipendio por Servicios será pagadero por trimestre en base al volumen de Producción entregado a PDVSA en el o en los Puntos de Entrega durante el Trimestre respectivo, contra presentación de las relaciones de cuenta y facturas correspondientes a tal Trimestre por parte de la Contratista. PDVSA se reserva el derecho de aprobar las facturas incluidas en el SUPI y tendrá la potestad de revisar dichas facturas cuando así lo considere necesario y la Contratista tendrá la obligación de suministrarlas continuamente el pago será efectuado por PDVSA a más tardar cuarenta y cinco (45) días después de la recepción de cada factura En caso de que PDVSA rechace una factura total o parcialmente y lo notifique al Contratista dentro del plazo de cuarenta y cinco (45) días, pagará la porción aceptada dentro del referido plazo y el saldo, una vez resuelta la controversia. Los montos pagados por PDVSA después de dicho período de cuarenta y cinco (45) días, incluidos los montos en disputa, devengarán intereses calculados diariamente a la tasa LIBOR del día respectivo, más un cinco por ciento (5%) anual, los cuales se computarán desde el último día del plazo hasta la fecha de pago. Si PDVSA notifica a la Contratista de la objeción después del pacto, la Contratista reintegrará cualquier pago en exceso una vez resuelta la controversia. Todo monto que deba ser reintegrado por la Contratista devengará intereses a la misma tasa incluyendo el cinco por ciento (5%) anual, desde la fecha en que se realizó el pago en exceso por parte de PDVSA hasta la fecha de su reintegro.

18.2 El impuesto al valor agregado, así como cualquier otro impuesto venezolano similar que grave las ventas o el valor agregado, que deba pagarse conforme a la Cláusula 17.2(a), deberán reflejarse por separado en las facturas suministradas por la Contratista a PDVSA. La facturación y el

pago de dicho impuesto deberán ser previamente aprobados.

18.3 Luego del cierre de cada Año Calendario, las relaciones de cuenta y las facturas correspondientes al mismo serán revisadas por una firma de auditores independientes elegida por la Contratista y aprobada por PDVSA y, salvo que la Contratista o PDVSA lo cuestionen, cualquier ajuste que detecten dichos auditores se reflejará en la primera relación de cuenta o factura que se emita con posterioridad a la entrega del informe de auditoría. PDVSA podrá solicitar auditorías adicionales conforme a los Procedimientos Contables.

18.4 El pacto de cualquier factura por parte de PDVSA no constituirá una renuncia de la misma a su derecho de objetar la totalidad o parte de dicha factura. Tales objeciones podrán ser formuladas por PDVSA hasta la culminación del período previsto para la realización de auditorías adicionales establecidas en los Procedimientos Contables y hasta la decisión sobre cualesquiera partidas detectadas durante el curso de dicha auditoría u objetadas por cualquier otra razón por PDVSA durante el referido período.

18.5 El Sistema Uniforme de Presentación de Informes prevé los modelos de las facturas. Todos los libros usados a los fines del cálculo del Estipendio por Servicios pagadero a la Contratista deberán ser llevados en Dólares.

APÉNDICE 4

RESULTADOS OBTENIDOS DEL PROGRAMA PARA LAS PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN PARA LOS ESCENARIOS PLANTEADOS.

Para el escenario A:

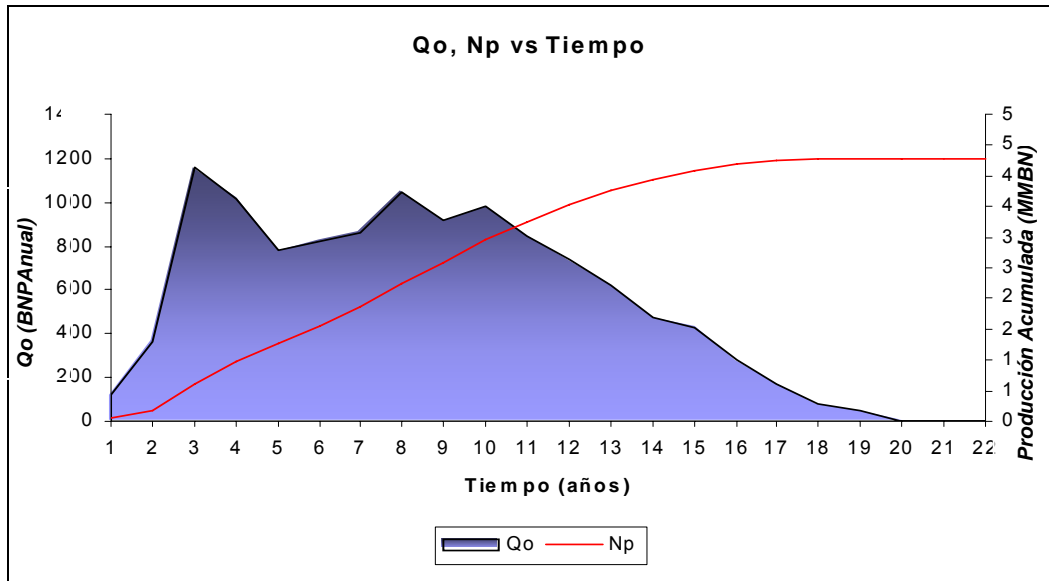


Figura A4-1 Representación Gráfica de Qo y producción de petróleo proyectada para el escenario A

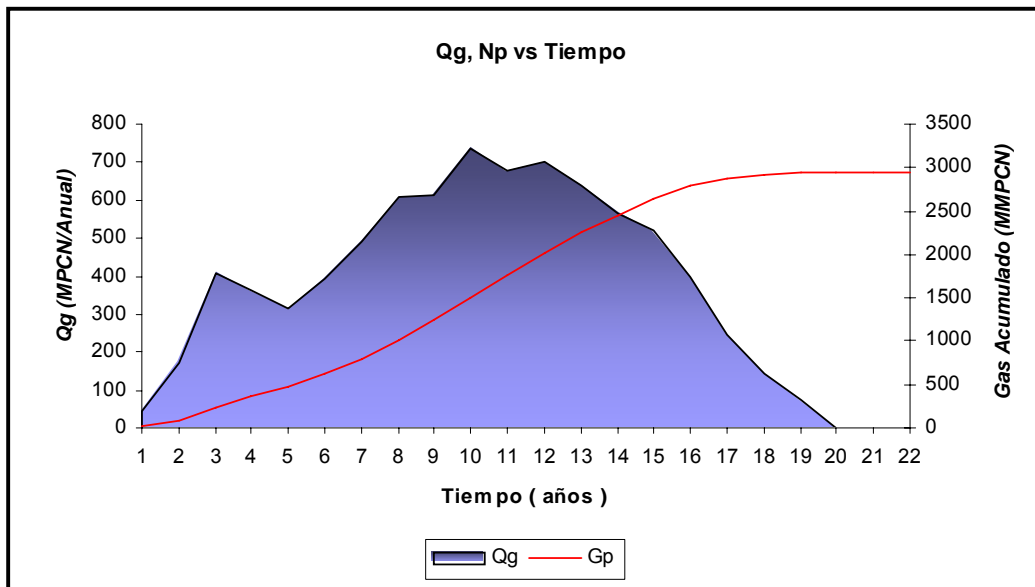


Figura A4-2 Representación Gráfica de Qg y producción de gas proyectada para el escenario A

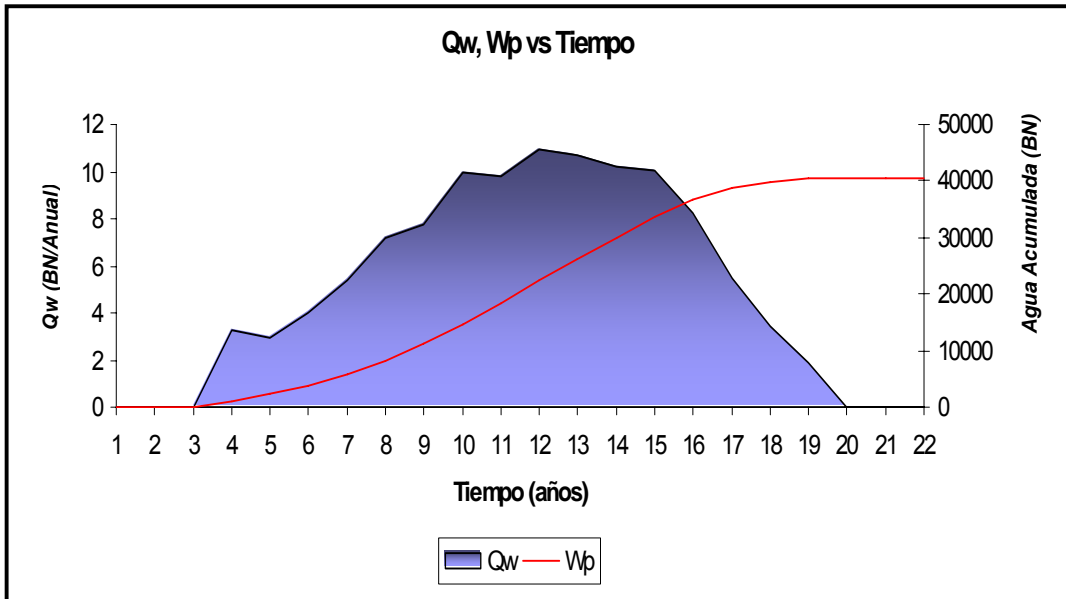


Figura A4-3 Representación Gráfica de Qw y producción de agua proyectada para el escenario A

Para el Escenario B

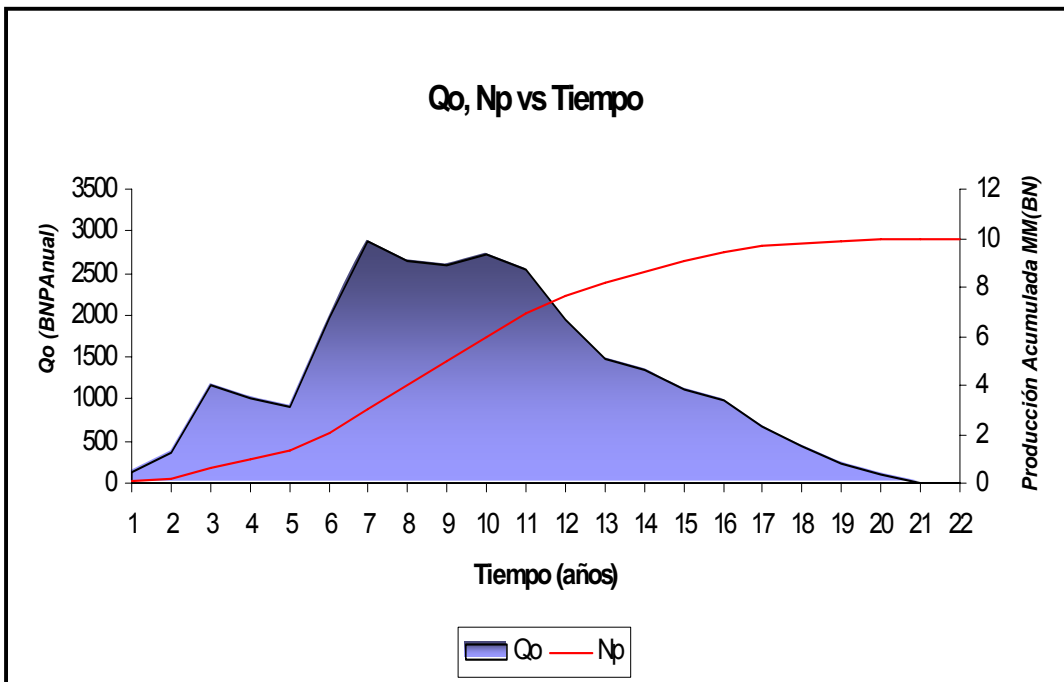


Figura A4-4 Representación Gráfica de Qo y producción de petróleo proyectada para el escenario B

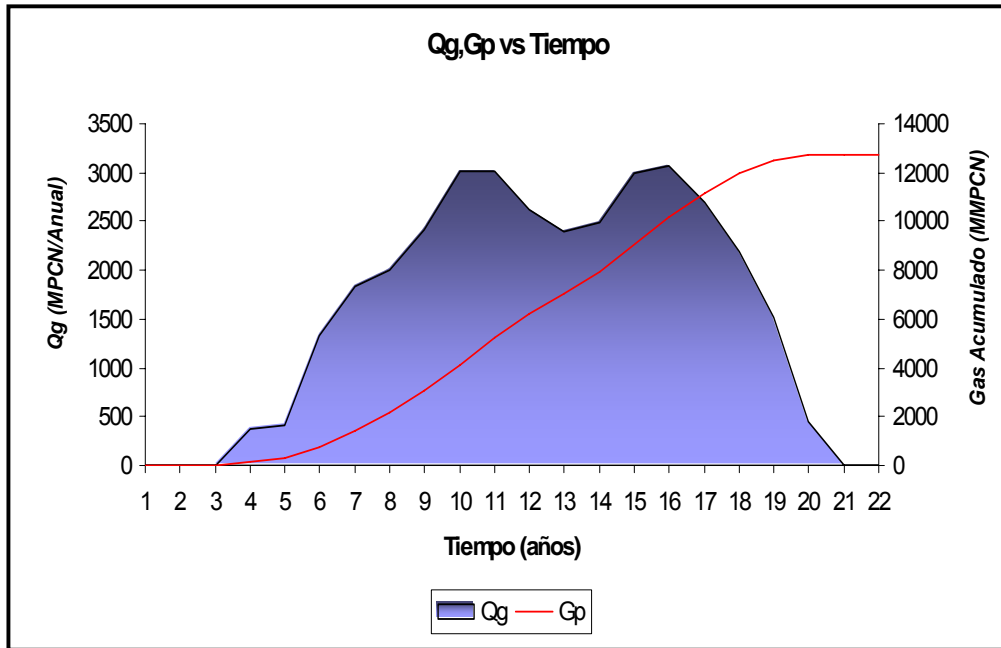


Figura A4-5 Representación Gráfica de Qg y producción de gas proyectada para el escenario B

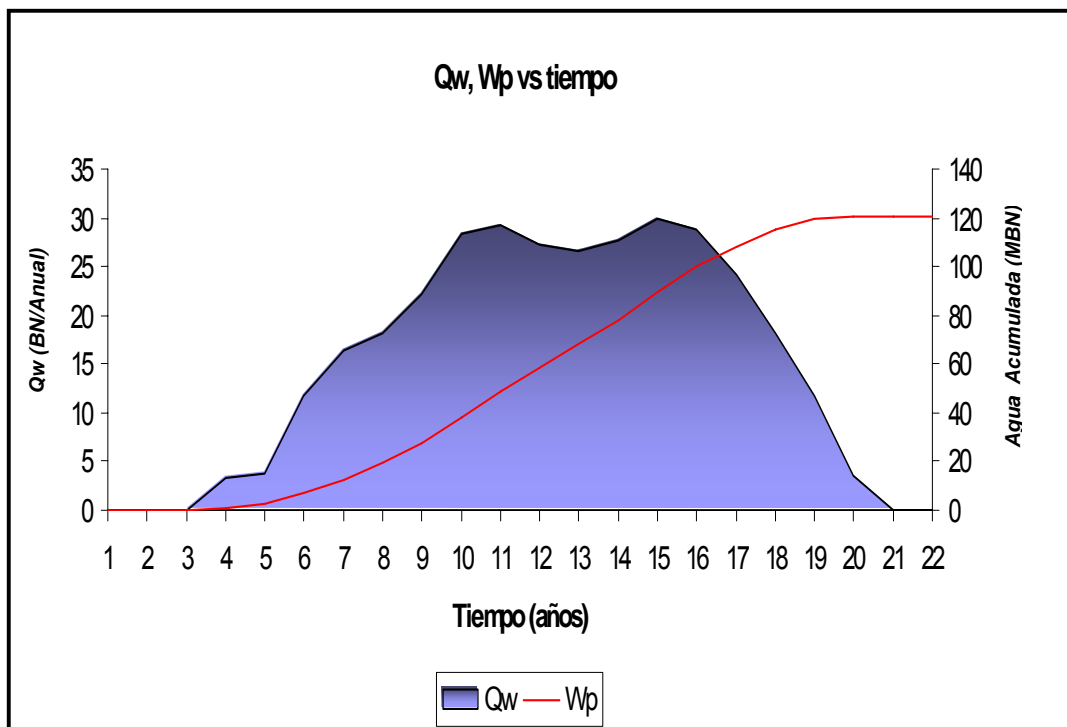


Figura A4-6 Representación Gráfica de Qw y producción de agua proyectada para el escenario B.

Para el Escenario C

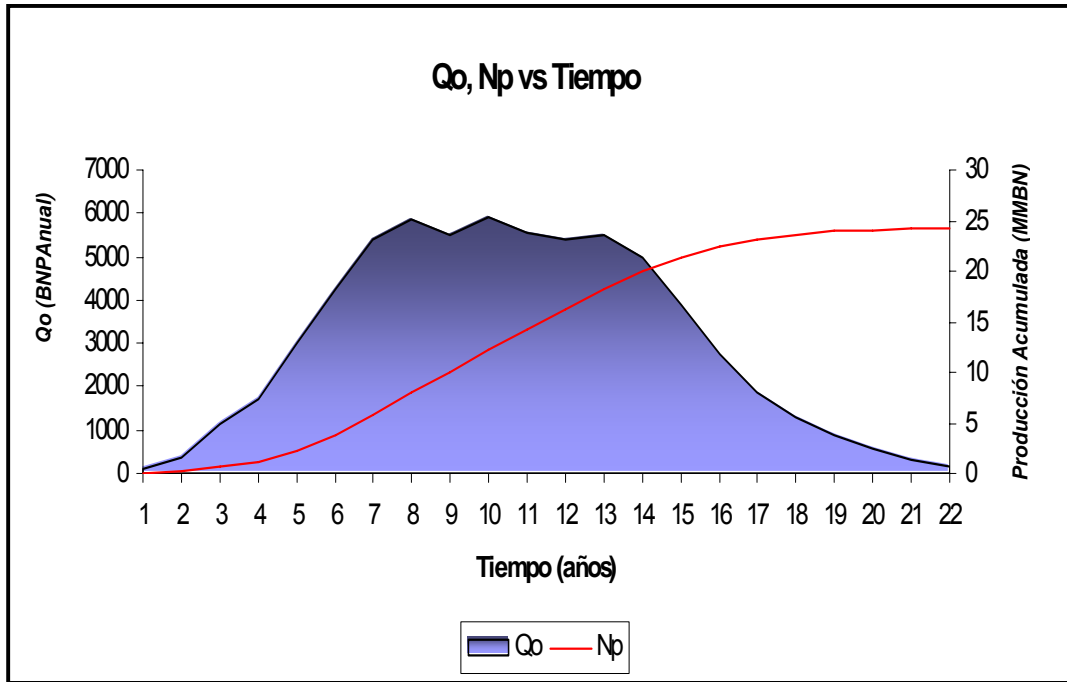


Figura A4-7 Representación Gráfica de Qo y producción de Petróleo proyectada para el escenario C.

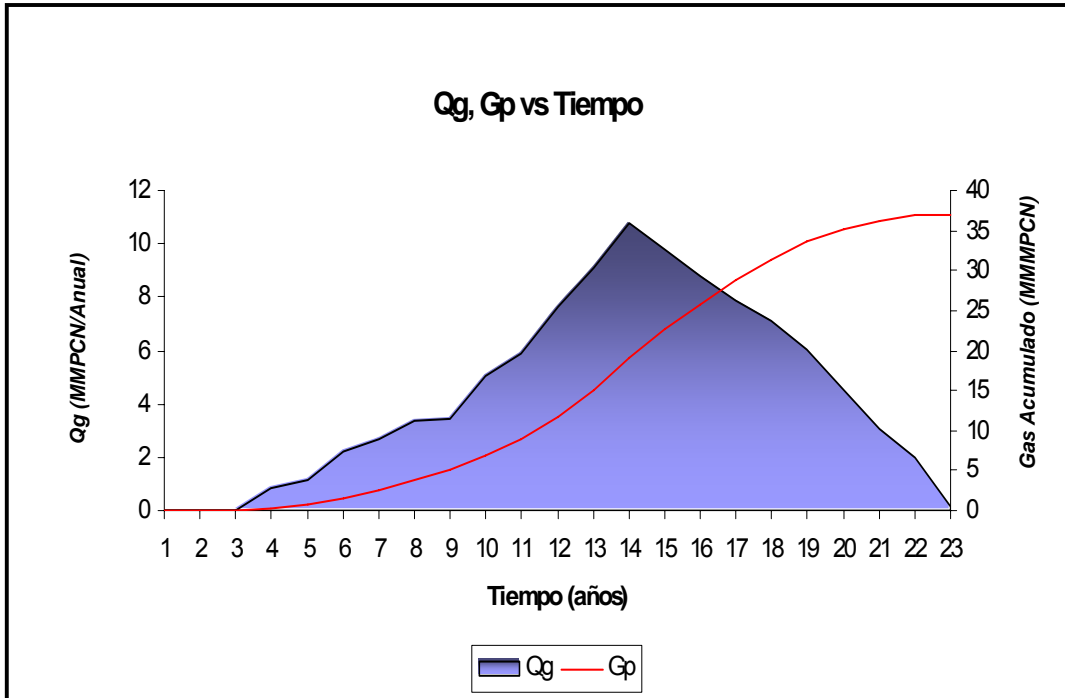


Figura A4-8 Representación Gráfica de Qg y producción de Gas proyectada para el escenario C.

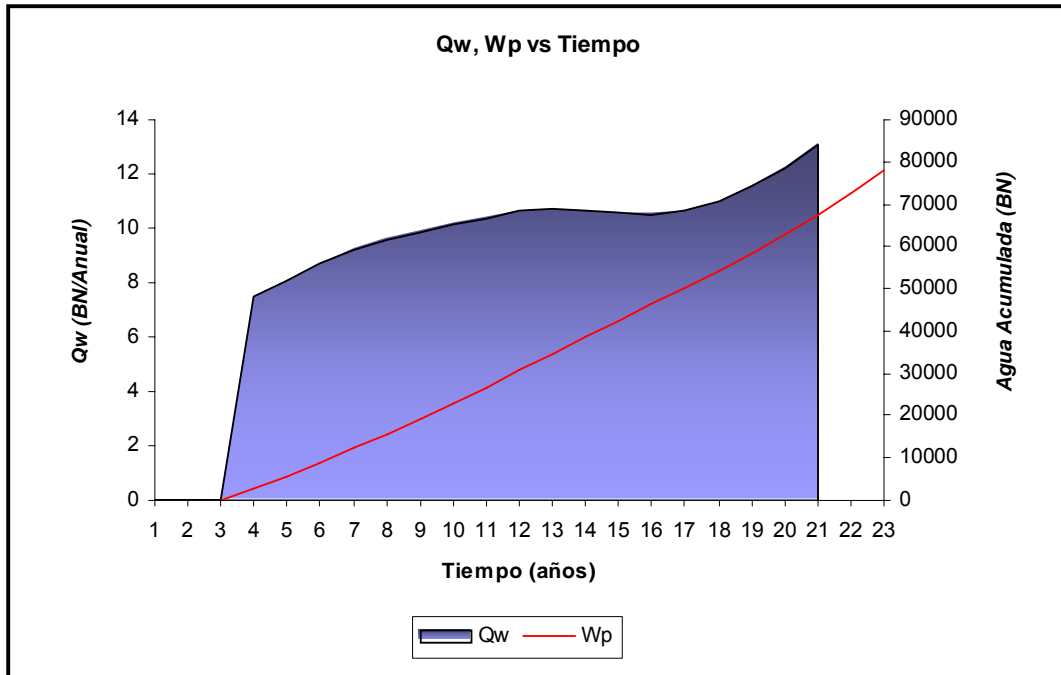


Figura A4-9 Representación Gráfica de Qw y producción de Agua proyectada para el escenario C.

Para el escenario D

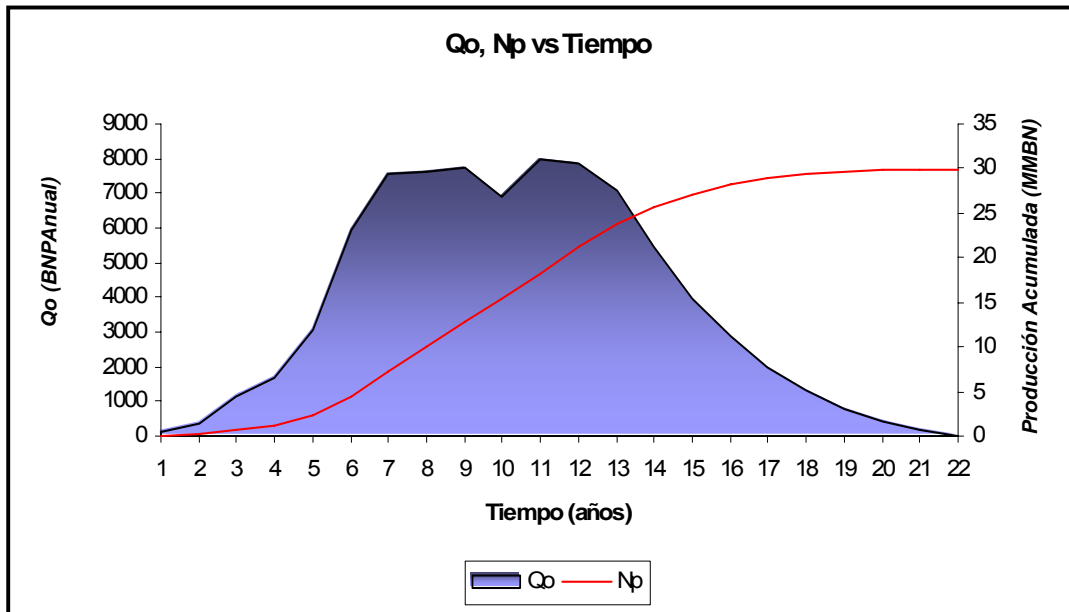


Figura A4-10 Representación Gráfica de Qo y producción de petróleo proyectada para el escenario D.

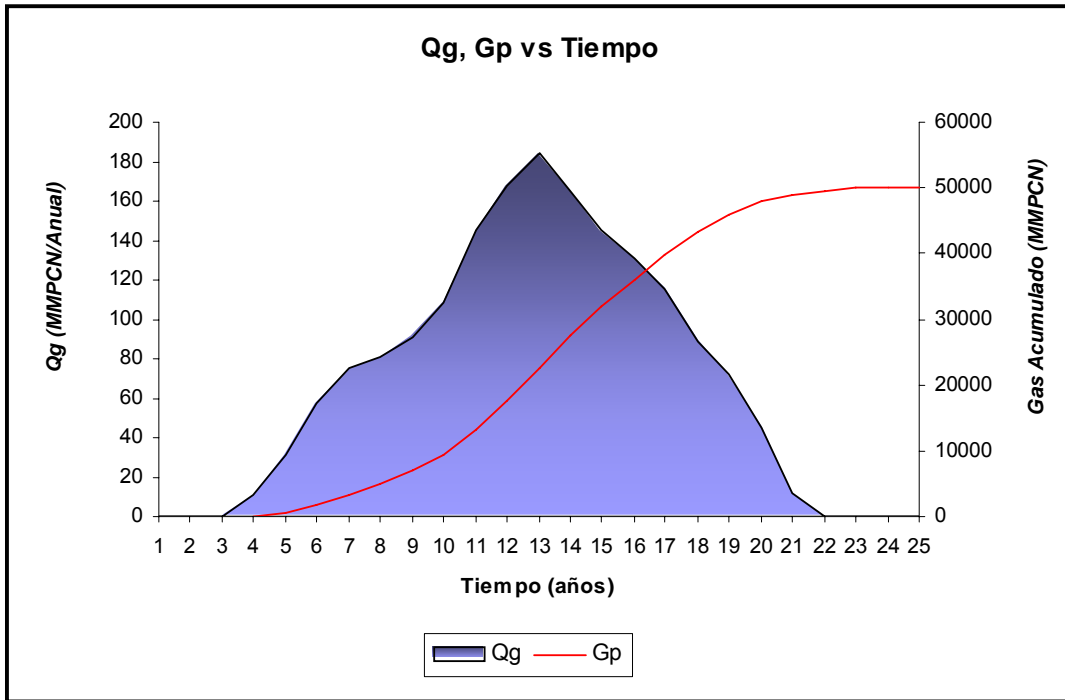


Figura A4-11 Representación Gráfica de Qg y producción de Gas proyectada para el escenario D.

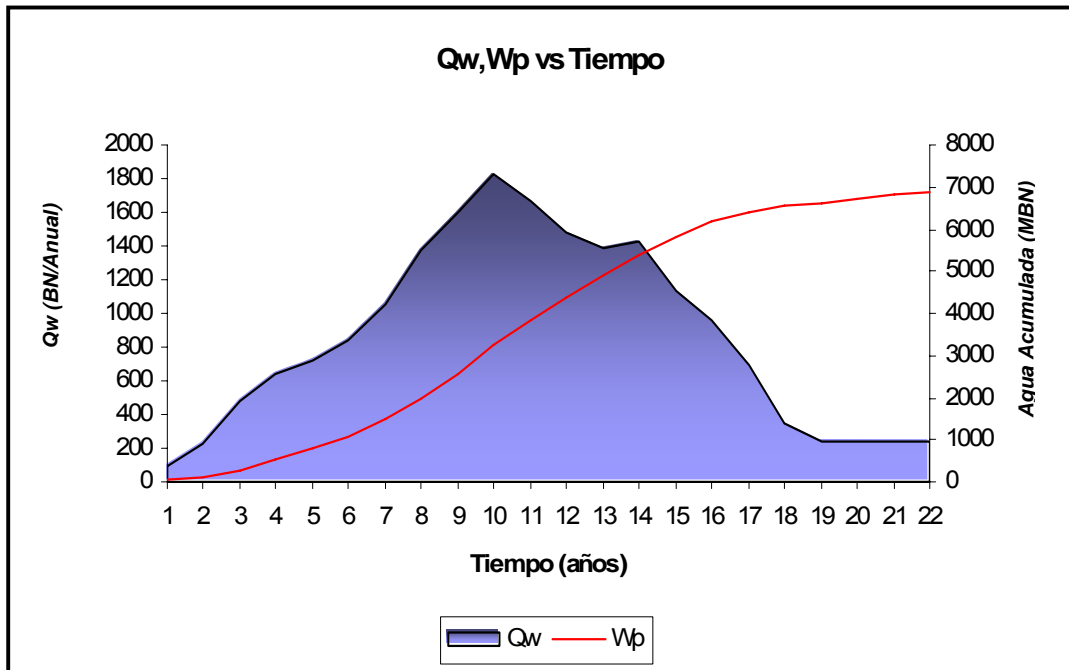


Figura A4-12 Representación Gráfica de Qw y producción de Agua proyectada para el escenario D.

Para el Escenario E

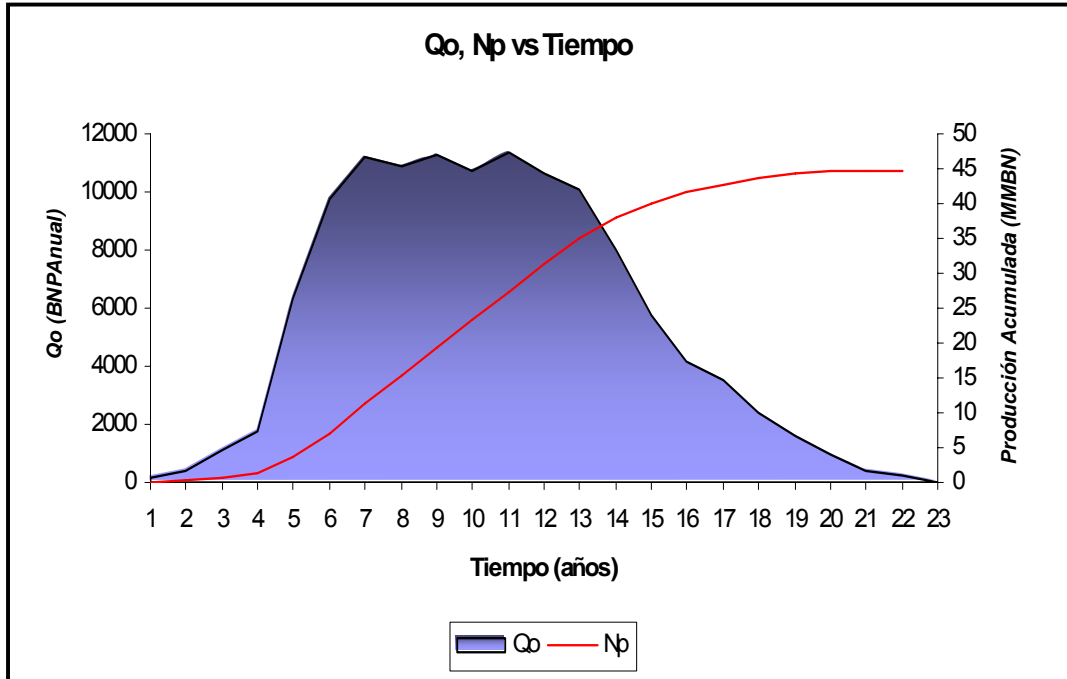


Figura A4-13 Representación Gráfica de Qo y producción de petróleo proyectada para el escenario E.

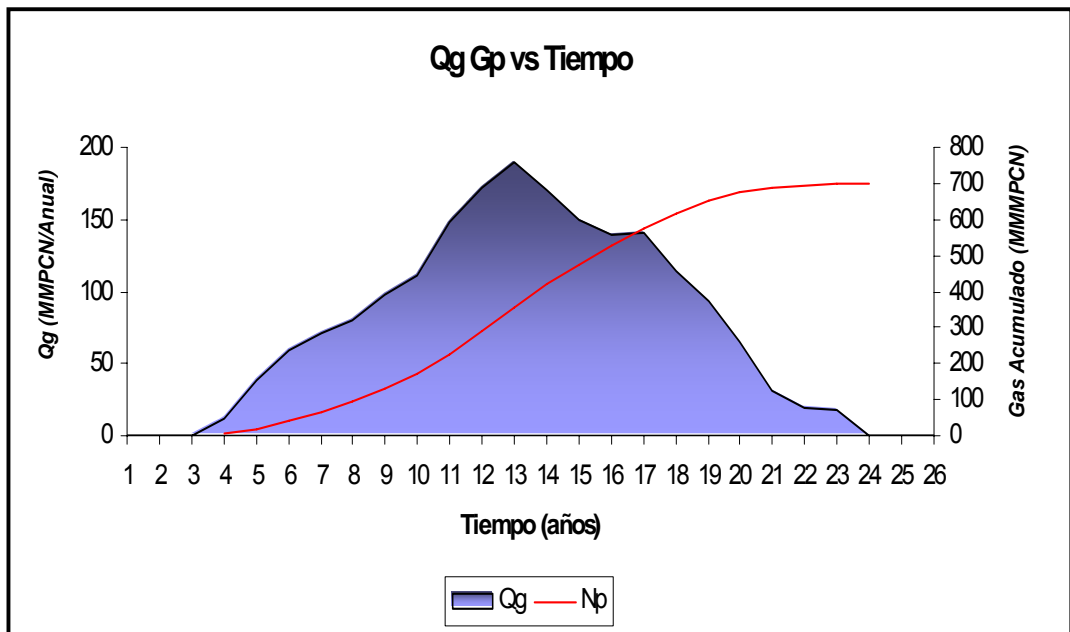


Figura A4-14 Representación Gráfica de Qg y producción de Gas proyectada para el escenario E.

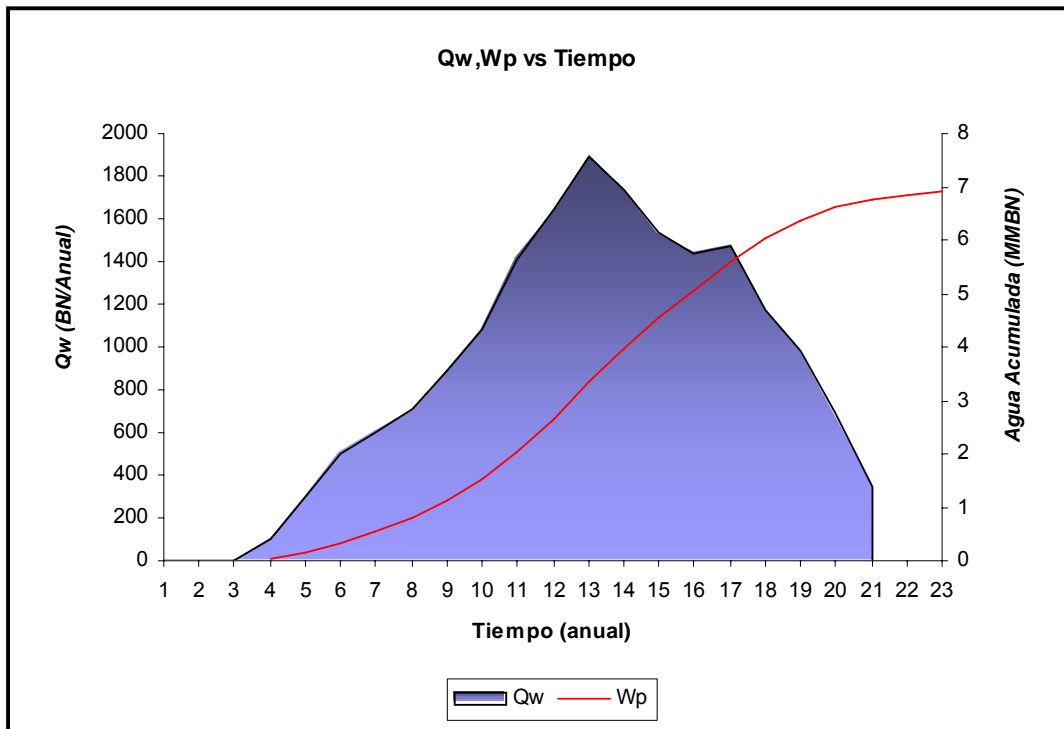


Figura A4-15 Representación Gráfica de Qw y producción de Agua proyectada para el escenario E.

APÉNDICE 5

RESULTADOS OBTENIDOS DEL PROGRAMA EVALECON PARA LA EMPRESA MIXTA PetroUCV PARA EL ESCENARIO E (CASO OPTIMISTA).

Resultados de la evaluación económica para el escenario E optimista:

Este escenario toma los mismos parámetros que el escenario E, pero con un precio de fórmula promedio en los 20 años de 28,99 \$BN. Para este escenario se obtuvo un VPN de 59,43 MMUS\$ y una TIRM de 9,05 %, logrando así obtener más ganancias gracias a los altos precios.

<i>Estipendio por servicios Total a los 20 años (MMUS\$)</i>	606,78
<i>Deuda Total Requerida (MMUS\$)</i>	89,3
<i>Tiempo de Pago de la Deuda (años)</i>	5,25
<i>Dividendos PDVSA (MMUS\$)</i>	44,98
<i>Dividendos UCV (MMUS\$)</i>	43,22
<i>VPN (MMUS\$)</i>	59,43
<i>TIRM (%)</i>	9,05

Tabla A5-1 Presentación de los resultados del escenario E Optimistas.

La gráfica de VPN vs. Tiempo se presenta a continuación, observamos que se comienza a obtener ganancias a mediados del año 2006, y se mantiene sucesivamente hasta que empieza a estabilizarse la curva en el año 2014, en donde la pendiente comienza a mantenerse casi constante.

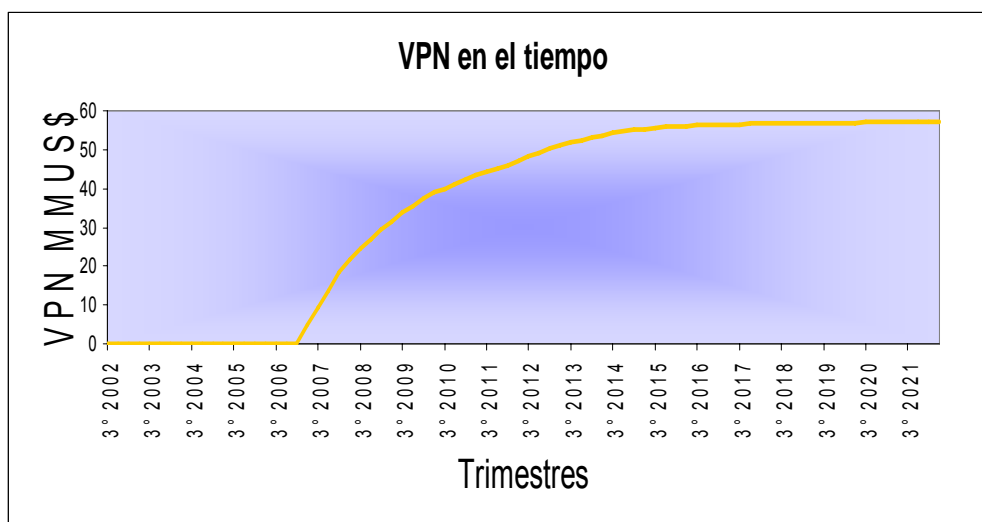


Figura A5-1 Representación Gráfica del VPN para el escenario E Optimista.

La Tabla A5-2, presenta el análisis de sensibilidades para el escenario E.

Parámetros	Valor Presente Neto (VPN) en MM\$							
	Variación de Parámetros							
	-35%	-20%	-10%	0%	20%	40%	60%	80%
Inversión	55,94	57,20	58,70	59,43	55,18	49,44	48,30	51,22
Pago de la Deuda	6,00	5,75	5,50	5,25	5,00	4,75	4,50	4,00
Deuda Requerida	134,82	115,11	100,75	89,30	70,51	55,53	43,14	27,06
Producción	33,92	43,58	55,50	59,43	63,80	65,86	66,14	90,20
Pago de la Deuda	6,75	6,25	5,50	5,25	4,75	4,50	4,50	4,25
Deuda Requerida	124,98	117,28	94,80	89,30	74,17	69,73	69,73	63,46
Costos y Gastos Operacionales	54,73	57,55	56,81	59,43	56,81	57,05	56,47	58,41
Pago de la Deuda	5,75	5,50	5,50	5,25	5,25	5,00	4,75	4,50
Deuda Requerida	115,70	101,88	98,34	89,30	82,80	68,70	57,63	49,40
Precios	29,03	40,39	53,69	59,43	68,50	71,99	82,56	97,03
Pago de la Deuda	6,75	6,25	5,50	5,25	4,75	4,75	4,50	4,25
Deuda Requerida	124,98	117,28	94,80	89,30	74,17	74,17	69,73	63,46

Tabla A5-2 Resultados del Análisis de sensibilidad para el escenario E Optimista.

El siguiente gráfico muestra los mismos resultados en un Diagrama Araña. Las variables más sensibles son aquellas en donde las curvas, presentan mayores pendientes. Esto significa que, pequeñas variaciones de porcentajes de estas variables, generarán una caída brusca del VPN; en este escenario para algunos casos es favorable, pero para otros, provocan una pérdida de dinero bastante notable.

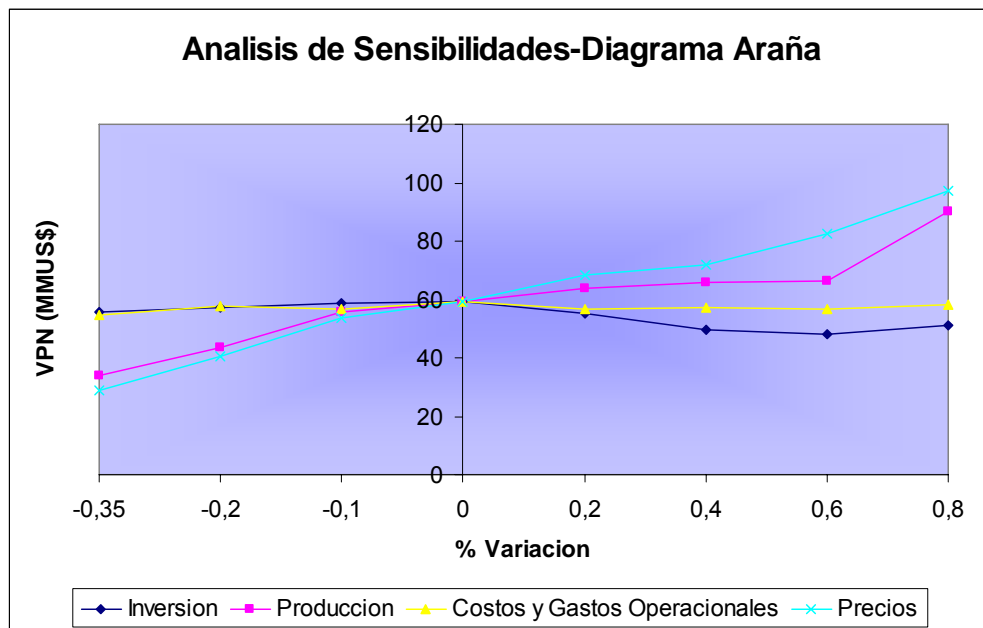


Figura A5-2 Representación Gráfica del análisis de sensibilidad para el escenario E Optimista.

APÉNDICE 6

DETERMINACIÓN DE LAS INVERSIONES Y GASTOS OPERACIONALES PARA LOS ESCENARIOS PLANTEADOS

El monto de las inversiones para la evaluación económica, se estimó basado en costos de gran envergadura e importancia para el mantenimiento de la producción. Se clasificaron en costos de perforaciones, facilidades de manejo y tratamiento, estaciones de flujo, seguridad y ambiente, e infraestructura.

Para la estimación de los costos de operación, se tomo la referencia del plan de desarrollo ^[5]. Que es de 3\$/BN en todos los años de operación, a excepción de los años en que ya se tienen registros de los costos (2002-2005). Las tablas muestran los valores a partir del tercer trimestre del 2005.

Con respecto a los costos, para el correspondiente análisis económico, se establecieron para la perforación de pozos verticales en 950.000 US\$, para alto ángulo 1.050.000 US\$ y para horizontales 1.600.000 US\$.

La unidad monetaria utilizada para los cálculos, en las tablas de detalle de inversión, es el dólar.

Escenario A:

Tipo de Inversion	Perforacion			RA/RC	Proyectos de :				Otras Inversiones	TOTAL
	Vertical	Alto Angulo	Horizontal		Facilidades de Manejo y Tratamiento	Estaciones de Flujo	Seguridad y Ambiente	Infraestructura		
Detalle										
Costo	950.000	1.050.000	1.600.000	230.000						
Trimestres										
2005										0
2006		1.050.000	1.600.000	1.380.000	1.370.000	1.194.000	408.000	80.000		7.082.000
2007				920.000				2.181.000		3.101.000
2008				920.000						920.000
2009				920.000						920.000
2010				230.000						230.000
2011				920.000						920.000
2012				460.000						460.000
2013				460.000						460.000
2014				460.000						460.000
2015				460.000						460.000
2016										0
2017										0
2018										0
2019										0
2020										0
2021										0
2022										0

Tabla A6-1 Detalles de las inversiones a realizar en el escenario A.

Escenario B:

Tipo de Inversion	Perforacion			RA/RC	Proyectos de :				Otras Inversiones	TOTAL
	Vertical	Alto Angulo	Horizontal		Facilidades de Manejo y Tratamiento	Estaciones de Flujo	Seguridad y Ambiente	Infraestructura		
Detalle	950.000	1.050.000	1.600.000	230.000						
Costo Trimestres										
2005										0
2006		4.200.000	6.400.000	1.380.000	1.370.000	1.194.000	408.000	80.000	15.032.000	
2007				460.000					2.641.000	
2008				690.000					690.000	
2009				1.150.000					1.150.000	
2010				2.070.000					2.070.000	
2011				2.530.000					2.530.000	
2012				1.380.000					1.380.000	
2013				690.000					690.000	
2014				920.000					920.000	
2015				920.000					920.000	
2016				1.380.000					1.380.000	
2017									0	
2018									0	
2019									0	
2020									0	
2021									0	
2022									0	

Tabla A6-2 Detalles de las inversiones a realizar en el escenario B.

Escenario C:

Tipo de Inversion	Perforacion			RA/RC	Proyectos de :				Otras Inversiones	TOTAL
	Vertical	Alto Angulo	Horizontal		Facilidades de Manejo y Tratamiento	Estaciones de Flujo	Seguridad y Ambiente	Infraestructura		
Detalle	960.000	1.050.000	1.600.000	230.000						
Costo Trimestres										
2005		3.150.000								3.150.000
2006		4.200.000	6.400.000	1.380.000	1.370.000	1.194.000	408.000	80.000		15.032.000
2007		7.350.000	6.400.000	230.000	0	0	0			16.161.000
2008		4.200.000		920.000						5.120.000
2009		4.200.000	1.600.000	1.610.000						7.410.000
2010				460.000						460.000
2011				2.530.000						2.530.000
2012				1.150.000						1.150.000
2013				1.610.000						1.610.000
2014				1.610.000						1.610.000
2015				920.000						920.000
2016										0
2017										0
2018										0
2019										0
2020										0
2021										0
2022										0

Tabla A6-3 Detalles de las inversiones a realizar en el escenario C.

Escenario D:

Tipo de Inversion	Perforacion			RAVRC	Proyectos de :				Otras Inversiones	TOTAL
	Vertical	Alto Angulo	Horizontal		Facilidades de Manejo y Tratamiento	Estaciones de Flujo	Seguridad y Ambiente	Infraestructura		
Detalle	950.000	1.050.000	1.600.000	230.000						
Costo Trimestres										
2005		3.150.000	1.600.000							4.750.000
2006		4.200.000	6.400.000	1.380.000	1.370.000	1.194.000	408.000	80.000		15.032.000
2007		7.350.000	6.400.000	4.600.000	0	0	0			20.531.000
2008		4.200.000		1.840.000						6.040.000
2009		4.200.000	1.600.000	1.610.000						7.410.000
2010				4.600.000						4.600.000
2011				1.610.000						1.610.000
2012				3.220.000						3.220.000
2013				2.300.000						2.300.000
2014				2.760.000						2.760.000
2015										0
2016										0
2017				230.000						230.000
2018										0
2019										0
2020										0
2021										0
2022										0

Tabla A6-4 Detalles de las inversiones a realizar en el escenario D.

Escenario E:

Tipo de Inversion	Perforacion			RA/RC	Proyectos de :				Otras Inversiones	TOTAL
	Vertical	Alto Angulo	Horizontal		Facilidades de Manejo y Tratamiento	Estaciones de Flujo	Seguridad y Ambiente	Infraestructura		
Detalle	950.000	1.050.000	1.600.000	230.000						
Costo Trimestres										
2005			12.800.000	3.680.000						16.480.000
2006		4.200.000	6.400.000	1.380.000	1.370.000	1.194.000	408.000	80.000		15.032.000
2007		11.550.000		1.380.000	0	0	0	2.181.000		15.111.000
2008	3.800.000	8.400.000		2.530.000						14.730.000
2009		4.200.000	4.800.000	1.610.000						10.610.000
2010			3.200.000	4.600.000						7.800.000
2011				3.910.000						3.910.000
2012				3.220.000						3.220.000
2013				2.300.000						2.300.000
2014				5.060.000						5.060.000
2015										0
2016										0
2017				230.000						230.000
2018				1.150.000						1.150.000
2019										0
2020										0
2021										0
2022										0

Tabla A6-5 Detalles de las inversiones a realizar en el escenario E.