

ELABORACIÓN DE UN MODELO INTEGRADO PARA LA EVALUACIÓN  
ECONÓMICA DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

VÍCTOR JAVIER OCHOA RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

ELABORACIÓN DE UN MODELO INTEGRADO PARA LA EVALUACIÓN  
ECONÓMICA DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE  
HIDROCARBUROS

VÍCTOR JAVIER OCHOA RODRÍGUEZ

Monografía para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

JUAN MANUEL ASPRILLA HURTADO M. Sc.

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	12
1. CONCEPTOS BÁSICOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	13
1.1. VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO.....	13
1.2. INTERÉS SIMPLE .....	13
1.3. INTERÉS COMPUESTO .....	14
1.4. VALOR PRESENTE Y VALOR FUTURO .....	15
1.5. FLUJO DE CAJA .....	16
1.5.1 Periodicidad .....	16
1.5.2 Horizonte de evaluación del proyecto .....	17
1.5.3 Vida útil: .....	17
1.5.4 Período cero .....	17
1.6. INFLACIÓN.....	17
1.6.1 Términos corrientes o nominales .....	18
1.6.2 Términos reales o constantes .....	18
1.7. DEPRECIACIÓN .....	18
1.8. TASA DE DESCUENTO .....	19
1.8.1 Weighted average cost of capital (WACC):.....	19
2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA .....	21
2.1 RESERVAS PETROLERAS .....	21
2.1.1 Reservas probadas.....	21
2.1.2 Reservas probables .....	21
2.1.3 Reservas posibles.....	21
2.2 RECURSOS PETROLEROS .....	21
2.2.1 Recursos contingentes .....	22
2.2.2 Recursos prospectivos.....	22
2.3 SISTEMA PETROLERO .....	22
2.3.2 Roca almacenadora.....	22
2.3.3 Roca sello .....	23

2.3.4 Mecanismo de entrapamiento.....	23
2.4 PLAN DE PRODUCCIÓN .....	23
2.5 DECLINACIÓN .....	24
2.6 GRAVEDAD API .....	25
2.7 REGALÍAS .....	25
2.7.1 Participación de los precios altos.....	26
3. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE RIESGO EN LA EVOLUCIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO .....	28
3.1 EL CONCEPTO DE RIESGO .....	28
3.2 TIPOS DE RIESGO EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO .....	28
3.2.1 Riesgos del proyecto .....	29
3.2.2 Riesgos de la industria.....	31
3.2.3 Riesgos regulatorios .....	33
3.2.4 Riesgo país - macroeconómico.....	35
3.3 ADMINISTRACION DE RIESGOS.....	37
3.3.1 Características de la administración de riesgos.....	38
3.3.2 Componentes del sistema de administración de riesgo.....	38
3.4 MÉTODOS PARA VALORACIÓN DE RIESGOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS .....	40
3.4.1 Punto de equilibrio .....	41
3.4.2 Análisis de sensibilidad:.....	41
3.4.3 Análisis de escenarios: .....	42
3.4.4 Árboles de decisión:.....	43
3.4.5 Simulación .....	43
4. INDICADORES FINANCIEROS MÁS USADOS EN LA EVALUACION DE PROYECTOS DE EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS. ...	45
4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	45
4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	45
4.3 EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI) .....	45
4.4 RELACION BENEFICIO COSTO (RBC).....	45

4.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (Payback Period): .....	46
5. DISEÑO Y FORMULACIÓN DEL MODELO INTEGRADO PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	47
5.1 INGRESOS .....	47
5.1.1 Cálculo del precio de realización: .....	48
5.1.2 Cálculo de la producción disponible para Venta .....	50
5.2 COSTOS (OPEX) .....	51
5.2.1 Costos de producción .....	51
5.2.2 Costos de transporte.....	52
5.3 INVERSIONES (CAPEX) .....	53
5.3.1 Exploración: .....	53
5.3.2 Obras civiles .....	54
5.3.3 Perforación:.....	54
5.3.4 Workover y/o reacondicionamiento .....	55
5.3.5 Obras mecánicas .....	55
5.4 INFORMES FINANCIEROS.....	56
5.4.1 Estado de resultados .....	57
5.4.2 Flujo de caja:.....	57
5.4.3 Presupuesto:.....	57
5.4.4 Indicadores financieros: .....	58
6. CONCLUSIONES .....	60
BIBLIOGRAFÍA.....	61

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Valor Presente de los Futuros .....	16
Figura 2 Flujo de Caja Libre.....	17
Figura 3 Calculo del WACC .....	20
Figura 4 Sistema Petrolero .....	23
Figura 5 Plan de Producción.....	24
Figura 6 Curva de Pago de Regalías Según ANH .....	26
Figura 7 Ciclo en la Administración del Riesgo.....	39
Figura 8 Calculo de Criterios Individuales Utilizando Valores de Entrada y Salida	42
Figura 9 Árbol de Decisiones para Valor Presente Neto (NPV) .....	43
Figura 10 Simulación para Valor Presente Neto (NPV) .....	44
Figura 11 Pronostico de Precios .....	49

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Interés Simple .....	14
Tabla 2 Interés Compuesto.....	15
Tabla 3 Tipos de Crudo Según Gravedad API.....	25
Tabla 4 Condiciones de Cálculo de Precios Altos Según ANH.....	27
Tabla 5 Tipos de Riesgo en la Industria del Petróleo.....	29
Tabla 6 Calculo de los Ingresos.....	48
Tabla 7 Liquidación de Producción .....	50
Tabla 8 Costos de Producción .....	52
Tabla 9 Costos de Transporte.....	53
Tabla 10 Inversiones en Exploración .....	54
Tabla 11 Inversiones en Obras Civiles .....	54
Tabla 12 Inversiones en Perforación .....	55
Tabla 13 Inversiones en Reacondicionamiento de Pozos .....	55
Tabla 14 Inversiones en Obras Mecánicas.....	56
Tabla 15 Estado de Resultados.....	57
Tabla 16 Flujo de Caja Libre.....	57
Tabla 17 Presupuesto del Proyecto .....	58
Tabla 18 Indicadores Financieros .....	59

## RESUMEN

**TITULO:** ELABORACIÓN DE UN MODELO INTEGRADO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS\*

**AUTOR:** VÍCTOR JAVIER OCHOA RODRÍGUEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Evaluación, Proyecto, Flujo de Caja, VPN, TIR, Rentabilidad

### CONTENIDO

La industria petrolera siempre se ha caracterizado por requerir altos montos de inversión para el desarrollo de sus proyectos que adicionalmente representan un alto grado de incertidumbre en cuanto al retorno de dichas inversiones, esta es la razón principal por la que cada proyecto de inversión requiere realizar evaluaciones técnicas, económicas rigurosas para garantizar que los resultados económicos finales sean favorables para la compañía contribuyendo a la generación de valor para sus accionistas.

Para llevar a cabo una evaluación económica objetiva de cada proyecto es necesario modelar las condiciones del entorno, realizar estimaciones y proyecciones de precios, costos, gastos e inversiones necesarias. Para ello se requiere organizar la información que se tiene del proyecto en un modelo matemático que permita, con base en supuestos, generar proyecciones que disminuyan la incertidumbre y faciliten así la toma de decisiones.

En el desarrollo de este documento se diseñara un aplicativo que integra de forma ordenada las principales variables a tener en cuenta en el proceso de evaluación de proyectos, y le facilitara al usuario llevar a cabo este proceso que en ocasiones resulta desgastante y dispendioso, permitiéndole así invertir más tiempo en el análisis particular de las condiciones contractuales, fiscales, económicas, sociales y de riesgos inherentes al tipo de actividad y región donde planea llevar a cabo sus proyectos. El diseño de este aplicativo conlleva en primera instancia una conceptualización básica sobre las metodologías e indicadores utilizados en la evaluación de proyectos, la definición de las principales variables e indicadores que usara el modelo para medir los resultados de la evaluación, el diseño de los formularios e informes financieros que muestren los resultados de la evaluación, todo ello enmarcado en la ejecución de las pruebas que necesarias para garantizar la funcionalidad e integralidad del modelo en cada uno de sus módulos.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\* FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS. ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS. DIRECTOR: JUAN MANUEL ASPRILLA HURTADO, INGENIERO DE PETRÓLEOS.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF AN INTEGRATED MODEL FOR PROJECTS EVALUATION OF EXPLORATION AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS<sup>\*</sup>

**AUTHOR:** VICTOR JAVIER OCHOA RODRIGUEZ<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Evaluation, Project, Cash Flow, NPV, IRR, Profitability

**CONTENT:** The oil industry has always been characterized by high investment required for the development of further projects represent a high degree of uncertainty regarding the return on such investments, this is the main reason why each investment project requires to technical, economic rigorous evaluations to ensure that the final economic results are favorable for the company to contribute to the creation of value for its shareholders.

To conduct an objective economic evaluation of each project is necessary to model the environmental conditions, making estimates of prices, costs, expenses and investments necessary. This requires organizing the information we have of the project on a mathematical model that allows based on assumptions, generating projections that reduce uncertainty and thus facilitate decision-making.

In developing this document, it will be designed an application that integrates neatly major variables to consider in the process of evaluating projects, and enables the user to carry out this process many times is exhausting and expensive, allowing you to spend more time in particular economic, social and risks inherent to the activity analysis of contract terms, tax and the region where the company plan to carry out their projects.

In designing this application it involves primarily a basic conceptualization of methodologies and indicators commonly used in the project evaluation, the definition of the main variables to be modeled and the indicators used the model to measure the results of economic evaluation, design forms for data capture, financial reports, graphs and scoreboard showing the results of the evaluation and finally the execution of tests necessary to ensure the functionality and integrity of the model in each of its modules.

---

<sup>\*</sup> THESIS

<sup>\*\*</sup> FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS. ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS. DIRECTOR: JUAN MANUEL ASPRILLA HURTADO, INGENIERO DE PETRÓLEOS.

## INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera es una industria en la cual llevar a cabo proyectos requiere altos montos de inversión y a su vez está altamente expuesta a diversos tipos de riesgos. Aunque el riesgo de exploración es bastante significativo, el descubrimiento de un yacimiento por sí solo no es suficiente para determinar que se obtendrán ganancias, en cada proyecto a desarrollar es necesario modelar las condiciones del entorno, realizar estimaciones y proyecciones de precios, costos relacionados con la infraestructura, costos relacionados al proceso productivo y a la logística necesaria para realizar la venta del producto, vinculando en cada variable el nivel de riesgo que con lleva realizar cada una de estas actividades.

Antes incorporar cualquier proyecto al portafolio de inversiones de la compañía, este requiere ser evaluado desde el punto de vista técnico, económico y de riesgo. Para llevar a cabo una evaluación económica consistente, es necesario organizar la información que se tiene del proyecto en un modelo matemático que permita con base en supuestos y/o premisas, generar proyecciones que disminuyan la incertidumbre facilitando así la toma de decisiones que permitan llevar por buen curso el desarrollo de cada proyecto.

En el desarrollo de este documento el lector podrá encontrar en sus primeros capítulos una contextualización sobre los conceptos básicos a tener en cuenta en la evaluación de proyectos, la industria petrolera y la gestión de riesgos asociados a ella. Posteriormente describiremos las metodologías e indicadores aceptados para la evaluación de proyectos de inversión, proporcionando finalmente un modelo financiero detallado que facilitara el entendimiento de estas metodologías y le brindara herramientas que ayudaran a pronosticar con mayor certeza los rendimientos que se puede esperar por el uso del capital invertido.

Aunque el documento ha enfatizado en las variables y situaciones de la industria petrolera, los conceptos y metodologías que aquí abordamos son universales por lo tanto podrían ser utilizados en la evaluación económica y estimación de resultados financieros para tipo cualquier proyecto.

## 1. CONCEPTOS BÁSICOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Teniendo en cuenta la importancia que tiene el conocimiento y la claridad de criterio que debe tener el funcionario encargado de llevar a cabo las evaluaciones económicas; a continuación, se presentan las definiciones y aplicación de los principales conceptos usados en la metodología de evaluación de proyectos por flujos de caja descontados.

### 1.1. VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO

Este es tal vez el concepto más importante a tener en cuenta en las finanzas, cuando hablamos del valor del dinero en el tiempo hacemos referencia al valor o al poder adquisitivo de una unidad de dinero 'hoy' con respecto del valor de una unidad de dinero en el futuro. Debemos tener en cuenta una premisa y es que "una unidad de dinero 'hoy' tiene más valor que una unidad de dinero en el futuro, pues el dinero en el tiempo tiene la capacidad de generar más valor."<sup>1</sup>

### 1.2. INTERÉS SIMPLE

El dinero obtenido al final de un plazo determinado sobre una suma de dinero inicial o capital aportado se denomina interés simple. De acuerdo a esta definición, la cantidad de dinero obtenido por interés simple se recibe al final del periodo y se calcula solamente con base al capital aportado<sup>2</sup>

El valor futuro de un capital actual devengando un interés simple será:

$$V_t = V_o + I$$

Definido así:

V<sub>t</sub>: Valor futuro en periodo "t"

V<sub>o</sub>: Valor actual

I: Interés devengado

---

<sup>1</sup> [2]

<sup>2</sup> [3]

El interés devengado “I” se representa con la siguiente ecuación:

$$I = V_0 \cdot i \cdot t$$

**Tabla 1** Interés Simple

Año	Capital Inicial	Interés Anual	Capital Final
1	100.000	5.000	105.000
2	105.000	5.000	110.000
3	110.000	5.000	115.000

**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros.

Entendiéndose como:

$i$  = Tasa de interés para el periodo de tiempo

$t$  = Periodo de tiempo

### 1.3. INTERÉS COMPUESTO

A diferencia del interés simple donde el capital permanece constante, el interés compuesto se caracteriza porque su cálculo se efectúa sobre el capital, más los intereses ganados en los periodos anteriores. Es decir, el capital original va siendo modificado periódicamente por la capitalización de los intereses.

La capitalización de los intereses puede ejecutarse a diario, por semana, mensualmente, de manera anual, etc., y se denominan periodos de capitalización. El concepto de interés compuesto es el fundamento para la definición de valor presente y valor futuro.<sup>3</sup>

El valor futuro de un capital actual devengando un interés compuesto será:

$$V_1 = V_0 (1 + i)$$

---

<sup>3</sup> [3]

Definido así:

V1: Valor al final del primer periodo de capitalización

Vo: Valor actual

I: Tasa de interés durante el primer periodo

**Tabla 2** Interés Compuesto

Año	Capital Inicial	Interés Anual	Capital Final
1	100.000	5.000	105.000
2	105.000	5.250	110.250
3	110.250	5.513	115.763

**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros

#### 1.4. VALOR PRESENTE Y VALOR FUTURO

Valor futuro será la cantidad de dinero que tendrá un inversionista después de transcurrido un periodo “t”, que será el mismo capital inicial, más la ganancia o interés que haya obtenido, podemos expresar el valor futuro con la fórmula de interés compuesto redefiniendo los elementos: <sup>4</sup>

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

Análogamente, el valor presente es la cantidad de dinero que hay que invertir hoy para obtener un valor futuro deseado a una tasa de interés “i” determinada.

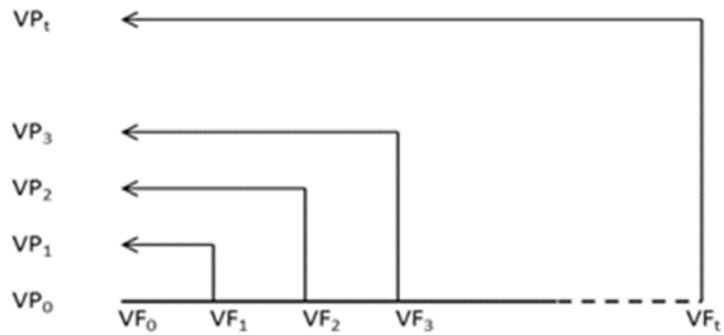
$$VP = VF / (1 + i)^n$$

El valor presente de varios valores futuros se obtiene sumando algebraicamente el valor presente de cada uno de ellos.

---

<sup>4</sup> [3]

**Figura 1** Valor Presente de los Futuros



**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros

De acuerdo al enunciado anterior, el valor actual de varios valores futuros puede expresarse como:

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

## 1.5. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja es la representación matricial o gráfica de los ingresos y egresos que un proyecto puede tener durante el horizonte de evaluación de la misma, con la característica que el ingreso o egreso se debe registrar en el momento exacto en el que se realiza la erogación monetaria (contabilidad de caja) y no cuando se causa, como se da en la contabilidad tradicional.<sup>5</sup>

Entre las principales características para la realización de un flujo de caja tenemos:

**1.5.1 Periodicidad:** Depende de la naturaleza del proyecto. (Meses, trimestres, años, etc.)

---

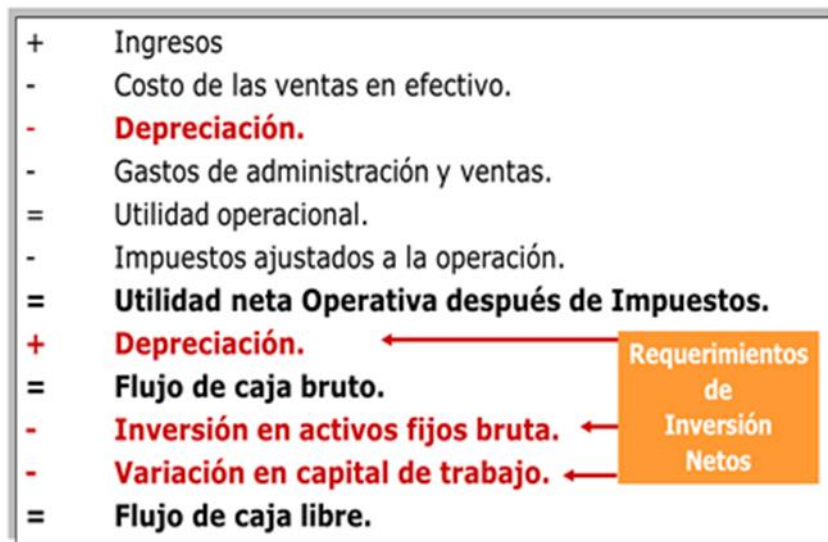
<sup>5</sup> [5]

**1.5.2 Horizonte de evaluación del proyecto:** Número de períodos objeto de la evaluación, incluye la pre inversión, ejecución (inversión) y la operación.

**1.5.3 Vida útil:** Es el tiempo durante el cual se generan los beneficios para los cuales fue realizado el proyecto. Hay proyectos en los cuales se obtienen los beneficios desde el momento en que se invierten los primeros recursos.

**1.5.4 Período cero:** Período en el cual se invierten los primeros recursos.

**Figura 2** Flujo de Caja Libre



**Fuente:** Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión: Asociación Colombiana de Ejecutivos de Finanzas

## 1.6. INFLACIÓN

La inflación es el fenómeno económico que causa que la moneda pierda su poder adquisitivo, esto se debe al aumento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios en un país o región durante un periodo de tiempo determinado. La inflación se mide con índices, que muestran el crecimiento porcentual en los precios de una canasta de bienes ponderada, el índice que mide la inflación es el índice de precios al consumidor (IPC) aunque existen otros índices como el Índice

de precios al productor, que mide el incremento porcentual en los precios de las materias primas.

La inflación tiene efectos en la evaluación de proyectos, pues si no se da un tratamiento consistente de este fenómeno, puede afectar las proyecciones y desde luego la rentabilidad esperada en el proyecto, existen dos opciones para tratar la inflación en las proyecciones estas son:

**1.6.1 Términos corrientes o nominales:** Cuando las cifras monetarias se expresan en la moneda que corresponde al periodo de tiempo en el cual se incurre. Por lo tanto, los valores que se expresan en años futuros tienen implícita la inflación.

**1.6.2 Términos reales o constantes:** Cuando las cifras monetarias del análisis se expresan como el valor equivalente de la moneda en una fecha determinada. Por lo tanto, los valores que se expresan en años futuros no tienen implícita la inflación.

## 1.7. DEPRECIACIÓN

La depreciación o amortización de los activos fijos es un procedimiento contable por el cual se busca reflejar la pérdida de valor que el uso y el paso del tiempo impone a los activos de la empresa. Normalmente se deprecian los activos fijos (maquinarias, inmuebles, rodados) y algunos cargos considerados como inversión, especialmente los de inicio de actividades (gastos de organización de la empresa, campañas publicitarias iniciales, etc.)<sup>6</sup>

En el análisis económico financiero debemos tener en cuenta que la depreciación es un cargo contable. Esto significa que es convencional; no refleja la real pérdida (o ganancia) de valor económico del bien, sino lo que las normas y usos contables aconsejan mostrar, y por lo tanto no representa una salida de fondos; A pesar de que no sirve para el análisis financiero, debemos calcular la depreciación contable de cada activo depreciable del proyecto. Esto es así porque el pago de impuesto de renta está vinculado a la depreciación<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> [4]

## 1.8. TASA DE DESCUENTO

Es la tasa mínima de interés, que representa el valor por el cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital bajo un determinado grado de riesgo. La tasa de descuento está íntimamente relacionada con el riesgo de cada negocio y por supuesto con el deseo de ganancia de cada inversionista.<sup>8</sup>

Existen modelos económicos que permiten establecer la tasa de descuento que deben adoptar las empresas. Uno de los más reconocidos es el Modelo de Equilibrio de Activos Financieros también conocido como Capital Asset Pricing Model (CAPM), que simula a través de una fórmula empírica, el rendimiento de un determinado sector económico mediante su comparación respecto al rendimiento del mercado.

$$R_E = R_F + \beta \cdot (R_S - R_F)$$

Donde:

$R_E$  = Tasa de Retorno

$R_F$  = Tasa Libre de Riesgo

$R_S$  = Tasa de Retorno

$(R_S - R_F)$  = Prima de Riesgo de Mercado

$\beta$  = Beta o Factor de correlación con el mercado

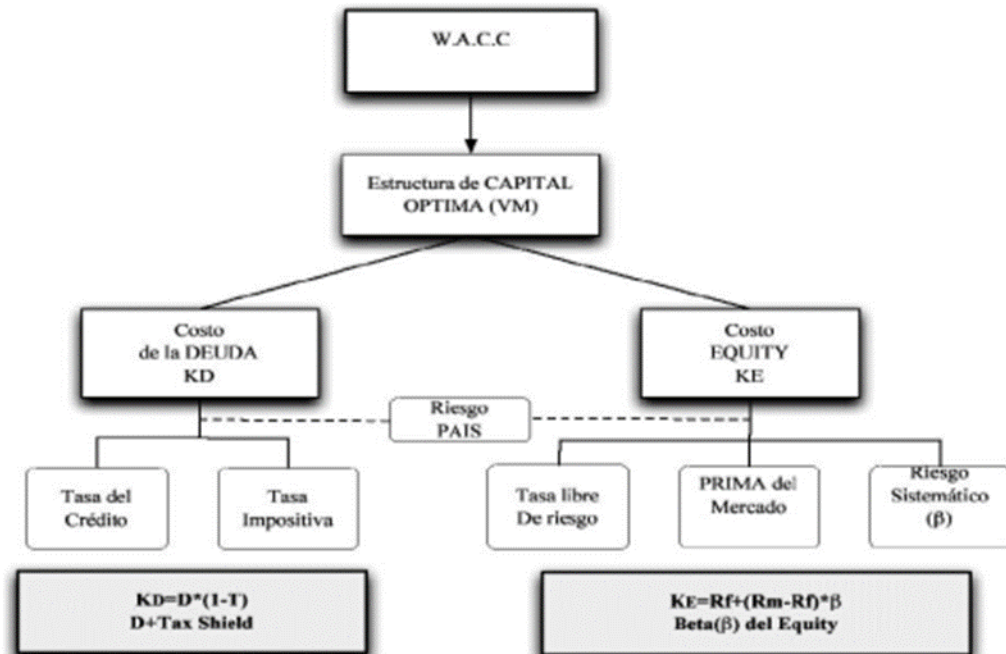
**1.8.1 Weighted average cost of capital (WACC):** El WACC (Weighted Average Cost Of Capital) representa el costo promedio de todas las fuentes de fondos, ponderado por el peso relativo de las mismas en la estructura de pasivos del proyecto. Esta es la tasa que debe utilizarse para descontar el flujo de caja del proyecto con financiamiento; Para evaluar el proyecto desde la óptica del accionista debe usarse su propio costo de capital (Que también puede calcularse aplicando el CAPM)<sup>9</sup>.

---

<sup>8</sup> [3]

<sup>9</sup> [4]

**Figura 3** Calculo del WACC



**Fuente:** Metodología Para el Cálculo de los WACC para la Actividad Mayorista y Minorista

## 2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

### 2.1 RESERVAS PETROLERAS

Las reservas son los volúmenes de petróleo o gas contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha de estimación. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas.<sup>10</sup>

**2.1.1 Reservas probadas:** Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos estimados con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas y operacionales. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado.

**2.1.2 Reservas probables:** Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, que son estimados hábiles de ser recuperados de una manera comercialmente rentable, considerando las condiciones económicas y operacionales actuales, de acuerdo los estudios geológicos y de ingeniería.

**2.1.3 Reservas posibles:** Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probables

### 2.2 RECURSOS PETROLEROS

El término de recursos principalmente se usa para denotar una menor certeza que “Reservas” pues la extracción de volúmenes se ve afectada por la existencia de

---

<sup>10</sup> [6]

algunas barreras técnicas y/o comerciales que deben ser superadas antes. Atendiendo este nivel de incertidumbre los recursos pueden clasificarse en:

**2.2.1 Recursos contingentes:** Estos son recursos estimados como potencialmente recuperables pero que actualmente no se consideran lo suficientemente maduros para lograr un desarrollo comercial debido a trabas tecnológicas o comerciales. Para que los recursos contingentes avancen a la categoría de 'reservas' es necesario que las condiciones clave, o contingencias, que impidieron su desarrollo comercial sean aclaradas y eliminadas.

**2.2.2 Recursos prospectivos:** Los recursos prospectivos son los volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos de petróleo o gas identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados. Para que los recursos prospectivos sean clasificados como 'recursos contingentes', los hidrocarburos deben ser descubiertos, los yacimientos evaluados más a fondo y debe prepararse una estimación de las cantidades que serían recuperables mediante la aplicación de proyectos adecuados de desarrollo.

## **2.3 SISTEMA PETROLERO**

El sistema petrolero es un sistema natural que ha generado todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de petróleo o gas exista en la naturaleza. El sistema petrolero se estudia como un modelo dinámico donde intervienen varios elementos como son:

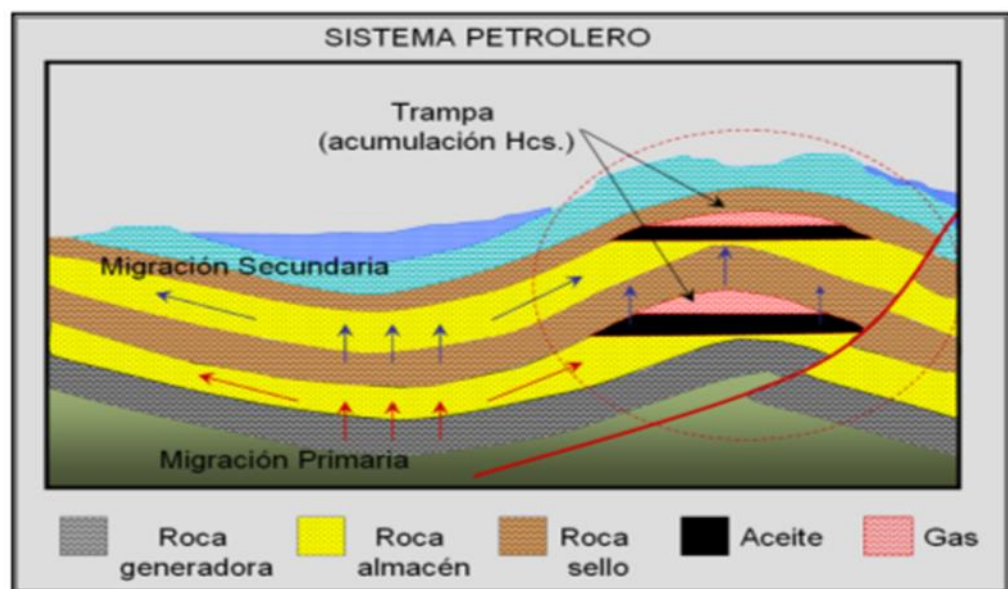
**2.3.1 Roca generadora:** Roca que genera el hidrocarburo a través de la descomposición de la materia orgánica que contiene, al ser sometida a condiciones de altas temperaturas y presiones.

**2.3.2 Roca almacenadora:** Elemento donde se aloja el hidrocarburo. Debe ser suficientemente porosa para contener el aceite o gas y permeable para que se factible su producción.

**2.3.3 Roca sello:** Para que el hidrocarburo se mantenga en la roca yacimiento es necesario que exista un medio impermeable que evite que dicho hidrocarburo continúe su proceso de migración.

**2.3.4 Mecanismo de entrapamiento:** Básicamente consiste en una configuración particular en los estratos geológicos involucrados en el sistema. Garantizan la permanencia de los hidrocarburos en un sitio llamado trampa.

**Figura 4** Sistema Petrolero



**Fuente:** geologiadeexploracion.files.wordpress.com

## 2.4 PLAN DE PRODUCCIÓN

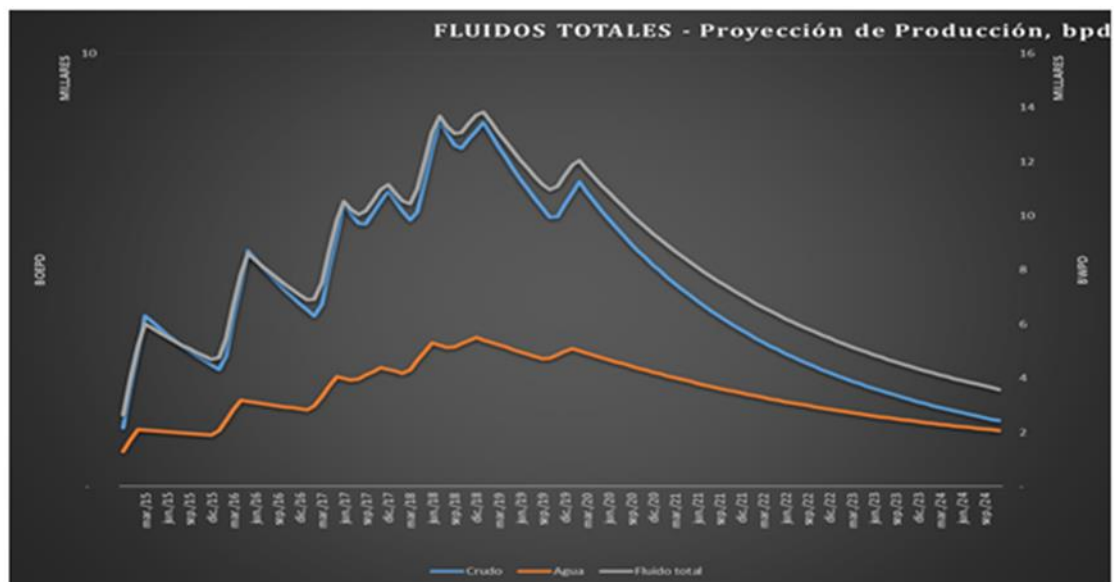
La capacidad de producción de un pozo se conoce como potencial de producción del pozo, la suma de los potenciales de los pozos será el potencial del campo. Cuando la producción se encuentra por debajo de su potencial, debido a restricciones en el sistema de producción o mantenimiento de pozos, a esa diferencia se llama producción diferida.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> [3]

A la curva de producción base del campo, se sumarán las curvas de producción de los pozos nuevos proyectadas en el tiempo, la suma de estas curvas de producción generará la nueva curva de producción del campo, que durante su horizonte económica debe ser idealmente lo más cercano a:

- Las reservas a desarrollar para la evaluación de campos descubiertos.
- Los recursos exploratorios en caso de éxito para la evaluación de campos exploratorios.

**Figura 5** Plan de Producción



## 2.5 DECLINACIÓN

La producción de pozos petroleros tiene comportamientos diferentes dependiendo de las características de cada yacimiento y del diseño de los pozos. La declinación es el descenso de la capacidad de producción de crudo o gas en un pozo o conjunto de pozos como consecuencia principalmente de una disminución de la presión del yacimiento, debido al vaciamiento del mismo o a un incremento de la producción de agua.

## 2.6 GRAVEDAD API

La gravedad API (del inglés: American Petroleum Institute) es un método de clasificación según la densidad (viscosidad y fluidez) del crudo en comparación con el agua a temperaturas iguales. De esta forma la densidad API es la medida inversa a su gravedad específica respecto al agua. Esta clasificación es más práctica que teórica, ya que no toma en cuenta la composición real u otras características del crudo (cómo su contenido en azufre) aparte de su fluidez y viscosidad. Más bien se utiliza para catalogar y establecer el precio del crudo considerando factores que determinan su capacidad para la extracción, transporte y refinación.

**Tabla 3** Tipos de Crudo Según Gravedad API

Crudo	Escala API	Densidad	Descripción
Ligero	30-40°	0.87 - 0.83 g/cm <sup>3</sup>	Fácil transporte y extracción, ideal para refinar en combustibles y derivados.
Mediano	22-29.9°	0.92 - 0.87 g/cm <sup>3</sup>	Fácil transporte y extracción, ideal para combustibles y derivados.
Pesado	10-21.9°	1.00 - 0.92 g/cm <sup>3</sup>	Fácil transporte y difícil extracción, ideal para combustibles y derivados.
Extrapesados	Menos 10°	> 1.00 g/cm <sup>3</sup>	Difícil transporte y difícil extracción, ideal para derivados.

**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros

## 2.7 REGALÍAS

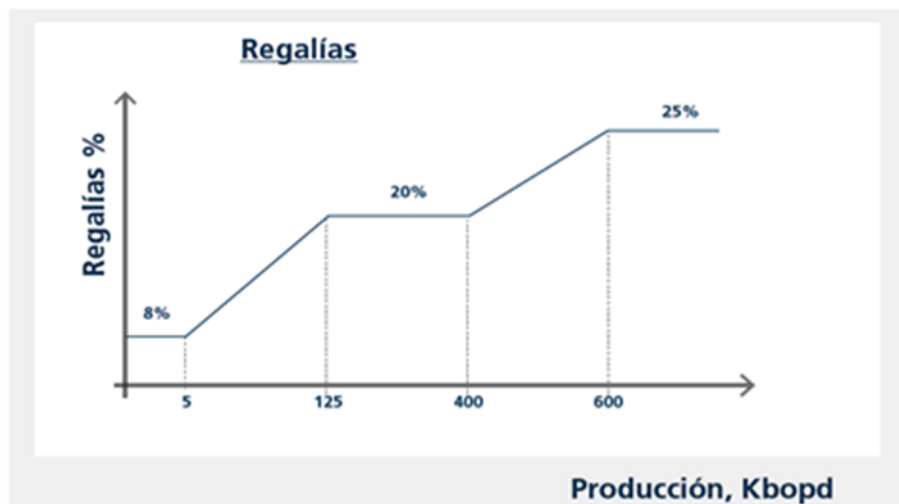
Las regalías son la contraprestación económica que hacen las compañías operadoras en favor del estado, por la explotación de recursos naturales no renovables, como carbón, petróleo y gas, estos recursos. En Colombia la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH es la entidad encargada del recaudo de las regalías y del giro de estos recursos a los fondos administrados por el sistema general de regalías (SGR) quien garantiza que los recursos sean distribuidos en todos los departamentos del país a través de la financiación de proyectos de inversión presentados por las entidades territoriales.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> [7]

Las regalías se establecen como un porcentaje del hidrocarburo producido y su pago puede hacerse en dinero (por un monto equivalente a su valor comercial) o entregando a la ANH el porcentaje de la producción del campo. En Colombia la ley establece una regalía variable para la producción de hidrocarburos que dependerá del volumen de producción, contemplando un descuento del 15% para crudos pesados con gravedades menores a 15° API.

**Figura 6** Curva de Pago de Regalías Según ANH



**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros

**2.7.1 Participación de los precios altos:** Cuando la producción acumulada en un área de explotación de hidrocarburos líquidos incluyendo el monto de las regalías, supera los 5 millones de barriles y a su vez, los precios de referencia de crudo (WTI) exceden el precio base  $P_0$ , el contratista deberá pagar a la ANH una suma en dólares.<sup>13</sup>

Las sumas a pagar por cada área de explotación serán el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_0) / P] \cdot S$$

<sup>13</sup> [3]

Donde:

**Q:** Derecho económico a entregar a ANH

**P:** Precio WTI

**P0:** Precio base de referencia según tabla B (Referencia Contrato)

**S:** Porcentaje de participación según tabla C (Referencia Contrato) en algunos contratos "S" tiene un valor fijo del 30%

**Tabla 4** Condiciones de Cálculo de Precios Altos Según ANH

Gravedad API de Hidrocarburos Líquidos Producidos	Po (USD/bbl) Año 2012	Precio WTI (P)	Porcentaje de participación (S)
Mayor de 29° API	32,61	$P_0 \leq P < 2P_0$	30%
Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API	33,87	$2P_0 \leq P < 3P_0$	35%
Mayor a 15° API e inferior o igual a 22° API	35,14	$3P_0 \leq P < 4P_0$	40%
Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API	50,18	$4P_0 \leq P < 5P_0$	45%
		$5P_0 \leq P$	50%

**Fuente:** Evaluación Económica de Proyectos Petroleros

### **3. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE RIESGO EN LA EVOLUCIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**

#### **3.1 EL CONCEPTO DE RIESGO**

Existen varias definiciones de este criterio, y a su vez múltiples aplicaciones en distintos ámbitos, sin embargo, desde el punto de vista de evaluación financiera de proyectos, podemos afirmar que el riesgo representa la probabilidad de que el proyecto no genere los retornos o beneficios económicos futuros que se esperan, y en este sentido estricto debemos tener claro que existen diferencias entre el concepto de riesgo e incertidumbre.

Cuando nos referimos al riesgo, debemos identificar las variables que puede presentar el proyecto, determinamos los niveles que puede tomar cada variable y así podemos calcular o modelar la probabilidad de ocurrencia de niveles; En el caso de la incertidumbre si bien podríamos identificar las variables y determinar sus niveles, no hay forma de calcular la probabilidad de que ello ocurra.<sup>14</sup>

#### **3.2 TIPOS DE RIESGO EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO**

Existe una variedad de riesgos que impactan esta industria, cualquier variación en alguno de ellos puede alterar significativamente los resultados esperados, para realizar un análisis de riesgo es de vital importancia en primer lugar identificar todas variables sujetas a riesgo, luego hay que entender el comportamiento que toman dichas variables, sus interrelaciones y analizar cómo se comportaran en el futuro. Para entender ese comportamiento debemos conocer los motivos por los cuales la variable se mueve para un lado o para el otro posteriormente es necesario saber que herramientas habría que utilizar para calcular, cuantificar y/o monitorear el riesgo y su impacto en el proyecto para construir así los escenarios posibles y crear un plan de acción para cada escenario.

Aunque pueden existir varios tipos de agrupación en este documento trataremos cuatro tipos de riesgo 1) Riesgo del proyecto, 2) Riesgo de la industria, 3) Riesgo regulatorio y 4) Riesgo país y macroeconómico. A su vez estos tipos de riesgo contienen varios tipos de riesgos adicionales como se muestra a continuación:

---

<sup>14</sup> [8]

**Tabla 5** Tipos de Riesgo en la Industria del Petróleo

Proyecto	Industria	Riesgo	
		Regulatorio	País-Macroeconómico
Geológico	Mercado	Cambios regulatorios	Asociación con las empresas estatales de petróleo
Comercial y contractual	Competencia	Político	Cambios en la política macroeconómica
Ambiental, de salud y de seguridad	Infraestructura	Impositivo	Precio de los commodities
De construcción, técnico y de operación	Tecnológico		

**Fuente:** Evaluación de Proyectos y el Riesgo: Un Enfoque para la Industria del Petróleo y Gas

### 3.2.1 Riesgos del proyecto

**Geológico:** El factor geológico es el principal elemento que debe tenerse en cuenta en la evaluación de riesgo de cualquier proyecto de la industria petrolera, ya que este determina la existencia o no de hidrocarburos en un yacimiento, para lo cual se requiere ocurrencia de varios procesos geológicos que van desde la presencia de una roca generadora hasta existencia de trampas, si fallara un solo eslabón de esta cadena el pozo exploratorio que se perfora no tendría los resultados esperados.

Con el fin de limitar el riesgo y/o reducir la incertidumbre se han creado varias herramientas que ayudan a elegir el lugar de perforación de un pozo exploratorio, estas van desde la sísmica 2D y 3D hasta los modelos de simulación probabilísticos más sofisticados, todo para optimizar el uso de recursos financieros y reducir la probabilidad de fracaso de los proyectos, aun así, el factor de éxito de los pozos exploratorios en el mundo podría estar alrededor del 10% en los últimos 15 años.

**Comercial y contractual:** Comercializar un barril de crudo requiere de una serie de acuerdos y/o contratos comerciales que se desarrollan a lo largo de la cadena de valor y van desde la cabeza del pozo hasta que logra entregarse la producción al cliente final, el desarrollo de estos acuerdos incluirá determinados riesgos comerciales que heredará el acuerdo siguiente, por ello es muy importante entender los riesgos comerciales que derivan de los acuerdos de toda la cadena y cómo interactúan entre sí.

El principal riesgo derivado de los acuerdos comerciales se relaciona con el no pago de las obligaciones allí adquiridas por parte de un cliente, hoy día contamos con diversas medidas para mitigar este riesgo, algunas extremas como no vender a crédito, o en el caso de clientes sin experiencia comercial solicitar un anticipo antes de transferir el crudo, existen otros mecanismos como son las cláusulas contractuales ante la falta de crédito o las cartas de crédito, en cuyo caso un tercero asume el riesgo de cobranza.

El riesgo contractual está ligado principalmente a las pérdidas y/o daños causados en la ejecución de un contrato de cualquier índole, por ello es muy importante en la suscripción de contratos estipular por escrito los riesgos posibles y como se tratarían en caso que ocurrieran, buscando en lo posible transferir dichos riesgos a terceros y eliminar buena parte de las contingencias futuras, sin embargo, es muy importante hacer un buen diagnóstico del contratista para evaluar si puede hacerse cargo de los riesgos y asegurando que pueda atender dichas contingencias.<sup>15</sup>

**Ambiental, de salud y de seguridad:** El riesgo ambiental, de salud y de seguridad se origina en el incumplimiento de las políticas corporativas en alguna de estas tres áreas por parte de los empleados de la empresa, sus clientes, proveedores, contratistas las comunidades o cualquiera de sus grupos de interés.

La producción y consumo de hidrocarburos con lleva un gran impacto sobre entorno donde se desarrollan estas actividades, impacto que debe mitigarse para que la actividad sea sustentable. El riesgo ambiental es el que se relaciona con los seres vivos y el medio ambiente, los cuerpos de agua, el manejo de emisiones, el manejo de residuos y el uso responsable de recursos naturales.

Con el fin de controlar el riesgo que se genera en estas áreas las empresas invierten en programas que promueven condiciones de trabajo seguras, concientizan a los empleados respecto a la seguridad en el trabajo y su relación con las comunidades, adoptan tecnologías adecuadas para evitar daños ambientales, mejoran la prevención de accidentes y enfermedades

---

<sup>15</sup> [8]

ocupacionales entre otras iniciativas que fomentan la sostenibilidad corporativa y apoyan la responsabilidad social empresarial.<sup>16</sup>

**Construcción, técnico y de operación:** El riesgo de construcción hace referencia a la incertidumbre en la productividad de los recursos asociados al proyecto y las implicaciones climáticas, relaciones industriales y a temas logísticos, el riesgo técnico hace referencia a temas técnicos en la fase de ingeniería del proyecto, aquí agrupamos desafíos de diseño, eventos relacionados con la investigación del lugar donde se desarrollara el proyecto, incertidumbre sobre la fuente y disponibilidad de los materiales y el nivel de adecuación de la especificaciones técnicas.

El riesgo de operación se asocia a las personas, los sistemas y los procesos mediante los cuales la empresa operará el proyecto, incluye riesgos de fraude, legales, físicos y ambientales, básicamente hablamos del día a día de la empresa, que deberá estar siempre en la búsqueda de una operación rentable, sostenible y segura.

### 3.2.2 Riesgos de la industria

**Mercado:** El riesgo de mercado es inherente a cada industria que, aunque tiene sus características particulares todas tienen un punto en común y es que están sujetas a la ley de oferta y demanda, cuando hablamos de riesgo de mercado nos referimos precisamente al movimiento de la oferta y la demanda de determinado bien o servicio.

Las empresas de oil and gas están expuestas a la volatilidad de los precios, si la empresa está ubicada en el Upstream, solamente estará expuesta a la variación en los precios de los hidrocarburos, si opera en el downstream además de los precios de los hidrocarburos deberán sumarse las variaciones en los precios de los refinados y del transporte. Estos precios de mercado reflejarán la puja entre la oferta (Capacidad instalada) y la demanda de hidrocarburos y sus derivados.

---

<sup>16</sup> [8]

Uno de los mecanismos que más utilizan las empresas para reducir el riesgo de precio consiste en realizar contratos de futuros o coberturas, que consiste en pactar precios para entregar la producción en el futuro, de esta manera se reduce la volatilidad del commodity o del producto.

**Competencia:** El riesgo de competencia se asocia a una disminución o incremento en la competitividad de la compañía frente a sus rivales, existen factores que pueden incrementar la competencia en un mercado, podríamos estar frente a un mercado en crecimiento o con mayor rentabilidad lo que seguramente atraerá más empresas competidoras, por otro lado podríamos estar en un mercado que reduzca sus márgenes de ganancia por unidad, lo que llevaría a las empresas a ser más competitivas buscando tener mayor participación en dicho mercado con el fin de mantener sus ganancias.

Una forma de mitigar el riesgo de competencia es creando ventajas competitivas, que se logran cuando la empresa adquiere o desarrolla atributos que le permiten obtener mejores resultados que sus competidores. En una empresa petrolera estos atributos podrían ser tener acceso a mejores yacimientos en términos de producción y reservas, tener el recurso humano mejor capacitado y motivado, usar tecnologías de avanzada para la explotación de sus yacimientos, ser eficiente en el manejo de sus costos operacionales, en otras palabras, una compañía tiene ventajas competitivas cuando implementa estrategias de creación de valor que ningún otro competidor este implementando.<sup>17</sup>

**Infraestructura:** El riesgo de infraestructura hace referencia a la posibilidad de sufrir una pérdida, debido a una infraestructura insuficiente o defectuosa para desarrollar un proyecto, transportar el producto, etc.; La seguridad de la industria petrolera depende cada vez mas de integridad de la infraestructura, como vías, puentes, edificaciones, facilidades, oleoductos puertos etc.; un daño en la infraestructura representa una amenaza para la seguridad de las personas y también conlleva impactos socioeconómicos y pueden generar cuantiosas pérdidas.

---

<sup>17</sup> [8]

Una buena infraestructura puede proporcionar ventajas competitivas y ahorros en los costos operativos, para ello se deben evaluar desde los riesgos más rutinarios ocasionados por el deterioro de la infraestructura por el paso de los años hasta los riesgos más extremos y poco frecuentes planteando acciones de mitigación ante las posibles contingencias y planes de mantenimiento predictivo que permitan anticiparse a los posibles daños de la infraestructura, la eficiencia en la operación u mantenimiento evitara paradas en la producción, transporte y comercialización del recurso, haciendo el negocio más confiable.

**Tecnológico:** La tecnología este inmersa en toda la operación de una empresa, esta brinda soporte a procesos importantes que la empresa utiliza para elaborar, entregar y manejar sus productos o servicios, es por ello que resulta muy importante analizar todos los sistemas, bases de datos y aplicaciones existentes, entender su funcionabilidad y la criticidad de la información que allí se almacena o soporta y la importancia de dicha información en la operación de la compañía

Para garantizar la seguridad de la información es importante determinar la arquitectura de los sistemas y sus redes, determinar las interconexiones con otros sistemas, puntos de acceso al sistema y áreas de potencial vulnerabilidad donde deberán instalarse mecanismos de seguridad. Para analizar los riesgos tecnológicos debe contarse con personal que tenga la experiencia necesaria. Las amenazas a la seguridad de la información pueden ser internas (Empleados, contratistas, proveedores, ex empleados etc.) o externas (Piratas informáticos, competidores, etc.)<sup>18</sup>

### 3.2.3 Riesgos regulatorios

**Cambios regulatorios:** Este riesgo se relaciona con cambios en la leyes o regulaciones que puedan impactar el modo de operación de la compañía o a la industria, cambios efectuados en las leyes por el gobierno o el ente regulador que pudieran incrementar los costos operacionales o cambiar las condiciones competitivas o de mercado, reduciendo el atractivo de la inversión.

---

<sup>18</sup> [8]

El riesgo regulatorio también se puede asociar a la incapacidad de la empresa para cumplir con las leyes o regulaciones existentes, esto debido a problemas como la insuficiencia de recursos, personal no capacitado para entender las regulaciones etc. Los cambios regulatorios también pueden tener un impacto positivo en la empresa, esto sucede cuando el gobierno busca incentivar una industria o sector por ejemplo aliviando la carga tributaria. En todo caso es importante anticipar si el ambiente de negocios tiene volatilidad alta para ajustar las finanzas y el modo de operación de la empresa antes de esos cambios para ello la empresa debe tener flexibilidad y capacidad de adaptación.

**Político:** El riesgo político al que puede estar expuesta una empresa se depende de elementos que no se relacionan con el mercado, si no con factores macroeconómicos (como cambios en las políticas económicas, fiscales, laborales, etc.) y de inestabilidad política y social (como guerras civiles, acciones gremiales, terrorismo etc.). Otros eventos que pueden influir en el riesgo político son los cambios de gobierno y de cuerpos legislativos que resulta muy importante cuando se desarrollan proyectos de largo plazo.

El riesgo político puede representar mucha exposición en proyectos de grandes dimensiones ya que estos resultan más visibles y pueden ser usados para propósitos políticos, En la industria del petróleo el descubrimiento de un gran yacimiento asume una gran inversión, para su explotación y desarrollo demanda grandes obras civiles y genera muchos puestos de trabajo directo e indirecto, para los gobiernos locales y nacionales puede ser muy tentador para ganar una elección buscar participación en estos proyectos bien sea mediante nuevas tasas o gravámenes u obligando a la empresa a realizar mayores inversiones a las inicialmente pactadas.<sup>19</sup>

Para mitigar el riesgo político se debe contar con especialistas internos o externos que ayuden a la compañía a entender el clima político y posteriormente a diseñar los planes de contingencia ante cualquier escenario posible, antes durante y después de haber ejecutado la inversión.

---

<sup>19</sup> [8]

**Impositivo:** El riesgo impositivo podría incluirse dentro del riesgo político sin embargo debido a la importancia que tienen los impuestos en la industria del petróleo el autor lo trata por separado. El riesgo impositivo considera todas las fuentes de riesgo que podrían crear un resultado inesperado en la posición fiscal, como podrían ser el incumplimiento de algún requisito fiscal, el cambio en las estimaciones de ingresos y/o costos que son base fundamental para la determinación de los impuestos, la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio que interactúan con la posición fiscal. También son fuente de riesgo los que surgen de procesos judiciales y los cambios en la legislación y en el marco regulatorio fiscal.

El riesgo impositivo tiene dos consecuencias para la compañía una es de tipo financiero ya que el incumplimiento de un requisito fiscal podría acarrear el pago de multas o sanciones e intereses y la otra en términos de reputación, pues si la empresa resultase envuelta en un caso de fraude fiscal, la credibilidad de la empresa sufriría fuertemente impactando los resultados de una manera incluso más dura que los costos financieros que acarree el proceso.

La industria del petróleo está sujeta a diversos impuestos, gravámenes y tasas del orden nacional, departamental y municipal, los entes de fiscalización tienden a ser más estrictos en el cumplimiento de las normas, especialmente en las fases de madures de los proyectos cuando los flujos de efectivo son positivos y se está pagando o se ha pagado la inversión, Para mitigar este riesgo lo fundamental es que las empresas posean un sistema de gestión del riesgo impositivo eficiente, que se pueda anticipar y acoger a los cambios en la legislación lo antes posible para disminuir su impacto en los resultados y cumplir con las expectativas de los accionistas.<sup>20</sup>

### 3.2.4 Riesgo país - macroeconómico

**Asociación con las empresas estatales de petróleo:** Según datos estadísticos las empresas estatales de petróleo también conocidas como NOC (National Oil Companies) representan el 52% de la producción mundial

---

<sup>20</sup> [8]

de petróleo y controlan alrededor del 77% de las reservas probadas de petróleo. Según estos porcentajes la asociación es casi inevitable en los países donde existen las NOC, es allí donde se genera el riesgo de asociación, pues a diferencia de un socio privado el estado es un socio mucho más poderoso.

En muchas ocasiones la NOC tiene el mayor porcentaje de participación en el proyecto, que adicionalmente debe pagar impuestos, por lo que podría hablarse de una doble asociación (Vía dividendos y vía tributos); En otros casos las NOC son dueñas de los recursos y las empresas solo brindan servicio operativo, los riesgos que tienen las NOC impactan considerablemente a sus socios privados ya que estos riesgos afectan el resultado de la operación conjunta, entre los riesgos más comunes podemos encontrar: Disponibilidad de tecnología y recurso humano calificado para la explotación de los yacimientos, riesgos políticos y regulatorios que debiliten la disponibilidad de recursos de las NOC, riesgo ambiental cuando la NOC no posee una cultura muy desarrollada de cuidado ambiental y riesgo de infraestructura derivada de la falta de inversión en las instalaciones.

**Cambios en la política macroeconómica:** El riesgo macroeconómico contempla cambios en la política económica que pudieran afectar la operación de un proyecto, en especial proyectos de ciclos largos como los proyectos de petróleo, que pueden tener horizontes de hasta diez años, desde las primeras etapas exploratorias hasta su ejecución y operación.

El riesgo macroeconómico contempla cambios en la política económica como por ejemplo pasar de un tipo de cambio fijo a uno libre agregara volatilidad a los flujos de dinero generados en moneda extranjera, un aumento en la inflación podría subir los costos operativos en forma considerable. En otras palabras, el riesgo macroeconómico no es más que la medición de la volatilidad de del producto interno bruto de un país, volatilidad que puede impactar de forma favorable o desfavorable los proyectos petroleros.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> [8]

Para tratar de forma eficaz el riesgo que producen los cambios en la política económica la compañía deberá contar con personal que se ocupe de entender cómo influyen las variables económicas en los proyectos y anticipar el movimiento de dichas variables para crear estrategias de mitigación y apalancamiento.

- **Precio de los commodities:** El riesgo en los precios de los commodities deriva de la incertidumbre de los valores de mercado y del tamaño del ingreso futuro del proyecto causado por fluctuación de precio de los commodities. Esta volatilidad afecta tanto a los productores como a los consumidores, en el caso de los productores si el precio baja las ventas también lo harán mientras si el precio sube, ocurrirá lo contrario.

Si bien los precios pueden ser estipulados en moneda local, al comercializarse estos productos en los mercados internacionales, la variación de la tasa de cambio hará que la volatilidad se atenué. Esta volatilidad podría reducirse con los contratos de futuros para fijar el tipo de cambio, en ese caso también se neutralizaría la potencial ganancia por la subida de precio.

Predecir el precio del crudo resulta prácticamente imposible, ya que además de obedecer a las leyes de oferta y demanda, el crudo se usa en los mercados financieros con fines especulativos, y eso hace que hoy debamos agregar a la ecuación otros componentes como son; las tasas de interés la valoración de la moneda de referencia, etc. Adicionalmente los commodities involucran entrega física por lo tanto una estimación de precio debe tener en cuenta las variables que afectan su comercialización tales como calidad del crudo, punto de entrega, transporte y almacenamiento, estos conceptos agregan riesgos adicionales al precio, en la actualidad es necesario realizar análisis de escenarios para calcular el precio de los commodities en las decisiones de inversión y financiamiento de un proyecto.

### **3.3 ADMINISTRACION DE RIESGOS**

La administración de riesgos es un proceso efectuado por la corporación con el fin de establecer una estrategia diseñada para identificar, analizar, evaluar, tratar y

comunicar eventos potenciales que puedan afectar sus necesidades, sus procesos, sus objetivos particulares o sus productos y servicios.

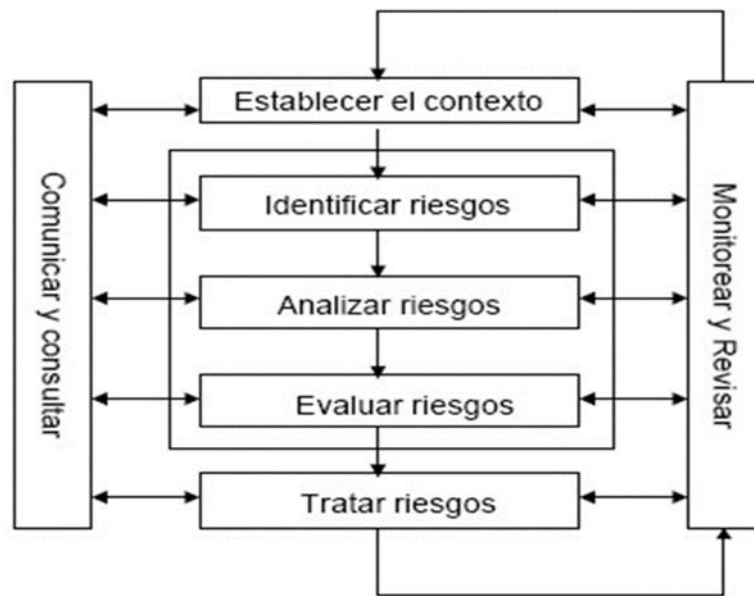
### **3.3.1 Características de la administración de riesgos**

- Es un proceso continuo dentro de la organización
- Se aplica para el establecimiento de una estrategia
- Su buena gestión proporciona seguridad a los inversionistas
- Está orientada a la consecución de objetivos

### **3.3.2 Componentes del sistema de administración de riesgo**

- **Etapas:** Es el conjunto de fases o pasos sistemáticos e interrelacionados mediante los cuales se administra el riesgo, estos son:
  - ✓ Identificación
  - ✓ Medición
  - ✓ Control
  - ✓ Monitoreo
- **Elementos:** Son los componentes a través de los cuales se instrumenta organizada y metódicamente la administración del riesgo al interior de una entidad.
  - ✓ Políticas
  - ✓ Procedimientos
  - ✓ Cuantificación
  - ✓ Órganos de Control
- **Ciclo en la administración del riesgo**

**Figura 7** Ciclo en la Administración del Riesgo



- ✓ **Establecer el contexto:** Se debe delimitar el contexto estratégico, organizacional y de administración de riesgos en el cual tendrá lugar el resto del proceso, deberán establecerse criterios para evaluar los riesgos y definir la estructura de su análisis.
- ✓ **Identificar riesgos:** Identificar que, porque y como pueden surgir los riesgos como base para el análisis posterior.
- ✓ **Analizar riesgos:** Determinar los controles existentes y analizar los riesgos en términos de consecuencias y probabilidades para verificar la eficacia de esos controles, el análisis deberá considerar un rango de consecuencias y cual probable es que esta sucedas, consecuencias y probabilidades pueden ser combinadas para estimar un nivel de riesgo.
- ✓ **Evaluar riesgos:** Comparar los niveles de riesgo estimados contra los criterios preestablecidos, para identificar las prioridades en su administración, si los niveles de riesgo son bajos podrían clasificarse en una categoría aceptable y no requerirían tratamiento.

- ✓ **Tratar riesgos:** Aceptar y monitorear los riesgos de baja prioridad, para los demás desarrollar e implementar un plan de administración específico.
- ✓ **Monitorear y revisar:** Monitorear y revisar el desempeño del sistema de administración de riesgos y los cambios que pudieran afectarlo.
- ✓ **Comunicar y consultar:** Comunicar y consultar con los interesados internos y externos según corresponda en cada etapa del proceso de administración de riesgos, estas comunicaciones pueden ser a nivel estratégico o a niveles operativos para asistir con decisiones, áreas o procesos específicos.

### **3.4 MÉTODOS PARA VALORACIÓN DE RIESGOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS**

Todo proyecto a desarrollarse en una compañía requiere ser evaluado desde el punto de vista técnico, económico y de riesgo, antes de ser incorporado en su portafolio, estas evaluaciones se hacen en condiciones de incertidumbre respecto al futuro, el cual no es posible predecir con absoluta certeza. Es allí donde se deben formular supuestos o premisas que permitan analizar sistemáticamente las variables para disminuir la incertidumbre y en consecuencia aumentar la probabilidad de éxito del proyecto.<sup>22</sup>

En la evaluación de proyectos petroleros el riesgo se deriva precisamente de la incertidumbre que pueda existir sobre una serie de variables relativas, que tienen impacto directo sobre el valor de las inversiones, los ingresos, y los costos del proyecto, como son por ejemplo los volúmenes de reservas y producción, los precios de venta del crudo, las tasas de cambio, tasas de interés etc.

Aunque en el proceso de evaluación de proyectos se tiene la libertad de elegir valores y suponer condiciones, estas deben estar sustentadas en análisis previos que permitan obtener una sensación de aceptabilidad de los valores asignados a las variables y sus niveles de riesgo. Existen varios métodos que pueden ayudarnos en la estimación de estas variables y en la toma de decisiones para

---

<sup>22</sup> [10]

formulación de proyectos, como son: Análisis del punto de equilibrio, análisis de sensibilidad, análisis de escenarios, arboles de decisión y la simulación.

**3.4.1 Punto de equilibrio:** El análisis de punto de equilibrio es uno de los métodos más simples usados para para analizar los problemas de evaluación de proyectos en condiciones de incertidumbre, El punto de equilibrio de un proyecto se da cuando los niveles de producción y ventas, generan los ingresos suficientes para cubrir todos los costos y gastos, sin generar utilidad alguna, en otras palabras, es el límite entre obtener ganancias o pérdidas.<sup>23</sup>

La aplicación del análisis de punto de equilibrio en la evaluación de proyectos de inversión en casos de incertidumbre se basa en la idea de calcular los valores críticos o mínimos de ciertos parámetros que ejercen una gran influencia en la rentabilidad total del proyecto, por ejemplo, los valores mínimos de producción y ventas por debajo de los cuales el proyecto se vuelve inviable para posteriormente tomar las medidas necesarias para evitar tales niveles.

El análisis de punto de equilibrio es un método muy simple y con muchas debilidades, por lo tanto, solo debe utilizarse en el análisis inicial en la evaluación de proyectos.

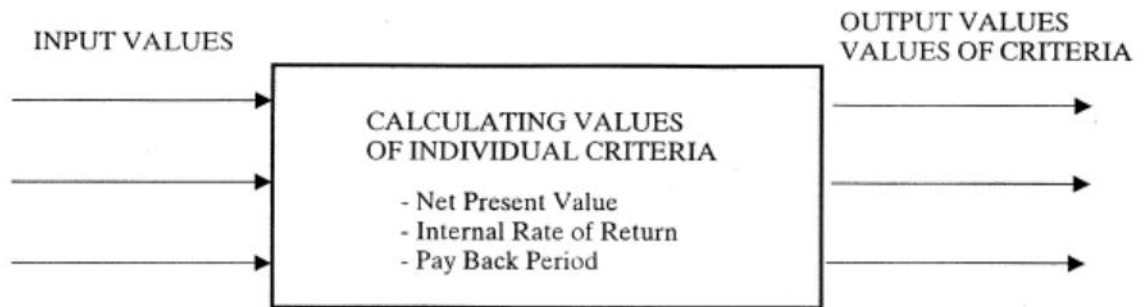
**3.4.2 Análisis de sensibilidad:** En la evaluación económica de proyectos existe la probabilidad de cambios en las variables macroeconómicas y operacionales del proyecto, el análisis de sensibilidad es un procedimiento de cálculo en el cual se identifican las variables que impacten directamente la rentabilidad del proyecto, para posteriormente predecir cuanto se afecta, es decir, que tan sensible son los indicadores financieros como la TIR o el VPN ante cambios en determinadas variables del proyecto, considerando que las demás no cambian.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> [10]

<sup>24</sup> [10]

**Figura 8** Cálculo de Criterios Individuales Utilizando Valores de Entrada y Salida



**Fuente:** Sensitivity analysis in investment Project: P Jovanović

La utilidad principal de este análisis es identificar que variable afecta en mayor proporción los resultados financieros del proyecto, teniendo en cuenta la existencia de variables relativas, que están fuera del control de la compañía, principalmente sobre ellas es necesario practicar este análisis con el fin de identificar el nivel de riesgo que pueden tomar dichas variables en el desarrollo del proyecto.

**3.4.3 Análisis de escenarios:** El análisis de escenarios es un análisis con un enfoque similar al análisis de sensibilidad, pero con un alcance más amplio ya que en este análisis se evalúa el impacto sobre la rentabilidad del proyecto, originado por cambios simultáneos en determinado número de variables, lo que da lugar a la consideración de múltiples escenarios para el desarrollo del proyecto.<sup>25</sup>

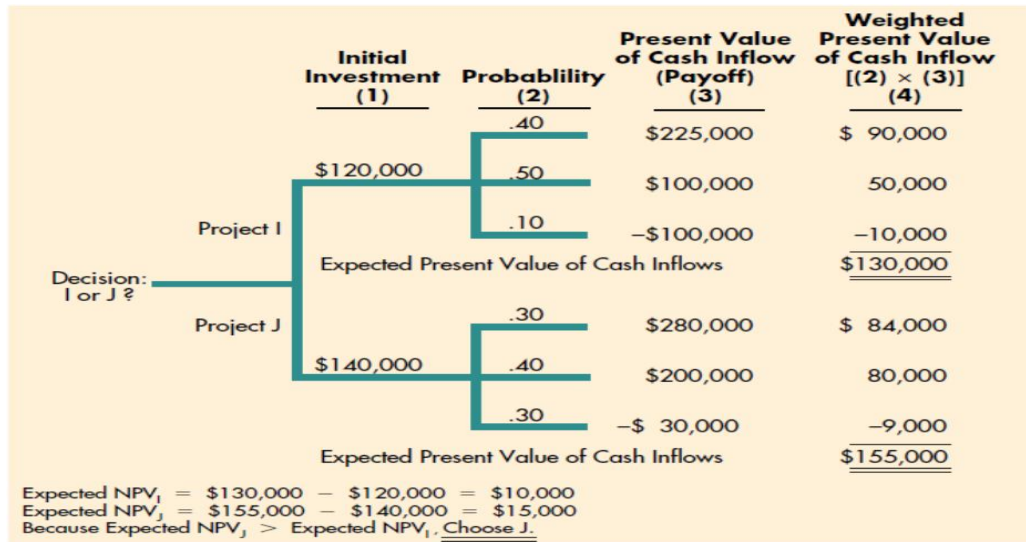
Al igual que en el análisis de sensibilidad debemos seleccionar las variables a modificar y los indicadores que serán evaluados, lo lógico es definir los nuevos valores para dichas variables de forma tal que la combinación de los mismos sea coherente con el escenario que se quiere definir. Aunque se pueden definir tantos escenarios como se deseen, lo más común es llevar a cabo el análisis definiendo además del escenario más probable o caso base, dos escenarios adicionales el escenario optimista y el pesimista.

---

<sup>25</sup> [10]

**3.4.4 Árboles de decisión:** Los árboles de decisión, son una metodología de análisis que utiliza diagramas, para mapear las distintas alternativas y beneficios al tomar determinada decisión junto con sus probabilidades de ocurrencia. Su nombre se deriva de su parecido con las ramas de un árbol.

**Figura 9** Árbol de Decisiones para Valor Presente Neto (NPV)



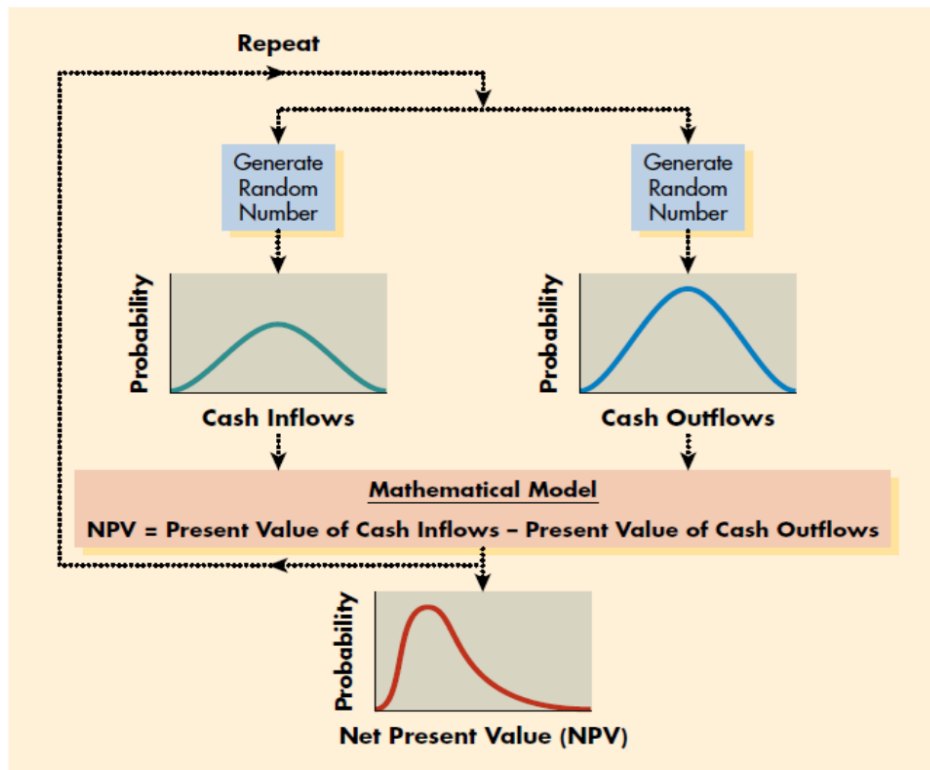
**Fuente:** Capital Budgeting Techniques: Certainty and Risk

Los árboles de decisión se basan en estimaciones de las probabilidades asociadas a los resultados de los cursos de acción que compiten. Las rentabilidades de cada curso de acción son ponderadas con la probabilidad asociada a cada uno, las ganancias ponderadas se suman para determinar entonces el valor esperado de cada curso de acción, posteriormente se selecciona el curso de acción con el valor esperado más alto.

**3.4.5 Simulación:** La simulación es un enfoque basado en la estadística, que se aplica predeterminando distribuciones de probabilidad y números aleatorios para estimar los valores que puede tomar una variable incierta, atando estas variables del flujo de caja en un modelo matemático y repitiendo el proceso varias veces con el fin de determinar su probabilidad de ocurrencia.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> [10]

**Figura 10** Simulación para Valor Presente Neto (NPV)



**Fuente:** Capital Budgeting Techniques: Certainty and Risk

El proceso de generación aleatoria de números y el uso de las distribuciones de probabilidad para las variables seleccionadas, permiten al evaluador de proyectos determinar los valores para cada una de estas variables, reemplazando estos resultados de los modelos matemáticos tal vez mil veces se puede crear una probabilidad de distribución para el VPN y la TIR.<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup> [10]

## **4. INDICADORES FINANCIEROS MÁS USADOS EN LA EVALUACION DE PROYECTOS DE EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS.**

Bajo la metodología de flujos de caja descontados. Una vez estructurado el flujo de caja y definida la tasa con la que se descontaran dichos flujos, el siguiente paso es aplicar índices o indicadores financieros que nos permitan interpretar los resultados obtenidos de la evaluación económica. Los índices o indicadores financieros mayormente utilizados son los siguientes.

### **4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)**

Es la diferencia entre el valor actual de los beneficios brutos y el valor actual de los costos operativos e inversiones. Representa la riqueza adicional que se consigue con el proyecto sobre la mejor alternativa. El indicador es válido si es mayor a cero (0).

### **4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

Es la tasa inter temporal a la cual los ingresos netos del proyecto apenas cubren los costos de inversión, de operación y de rentabilidades sacrificadas. Es la rentabilidad interna del proyecto. El Indicador es válido si es mayor a la tasa de descuento.

### **4.3 EFICIENCIA DE LA INVERSION (EI)**

Es un indicador que calcula el VPN generado por cada unidad monetaria invertida. Este índice es especialmente útil en la jerarquización de diferentes oportunidades de un portafolio de inversiones.

### **4.4 RELACION BENEFICIO COSTO (RBC)**

Es un indicador que sirve para medir la rentabilidad de un proyecto. Esta se define como la relación existente entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los costos y las inversiones. El indicador es válido si es mayor a 1.

#### **4.5 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (Payback Period):**

El período de reembolso es el lapso de tiempo hasta que las sumas de los flujos de efectivo de la inversión igualan al costo. La regla del periodo de reembolso es tomar el proyecto si el período de reembolso es menor que algún periodo predeterminado.

## **5. DISEÑO Y FORMULACIÓN DEL MODELO INTEGRADO PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Una vez hecha la revisión bibliográfica y determinada la metodología e indicadores financieros que se usaran para reflejar los resultados de la evaluación económica, es importante abordar el diseño del modelo, principalmente en lo que comprende a la captura y análisis de datos de manera fraccionada, en forma de módulos o capítulos, ya que de esta manera podremos concentrar nuestra atención en cada uno de los componentes del flujo de caja de forma individual, para posteriormente unificar los resultados de cada módulo en reportes e informes que nos permitan proceder con la aplicación de los indicadores respectivos e interpretar los resultados de la evaluación económica.

En este orden de ideas, se plantea un diseño con tres funcionalidades principales: la captura de datos, la generación de reportes financieros y la generación de reportes gráficos. En cuanto a la captura de datos, esta se realizará con el diligenciamiento de formularios que están divididos en tres capítulos principales:

### **5.1 INGRESOS**

La proyección de ingresos para el horizonte económico del proyecto, provienen de la comercialización y/o venta del crudo que el campo produzca, para realizar la proyección de ingresos del proyecto, debemos realizar básicamente dos procedimientos; en primer lugar hacer una proyección del precio unitario de realización con el que se efectuaran las ventas de crudo, y en segundo lugar determinar el volumen de producción disponible en cada periodo para tal fin, de tal manera que los ingresos del proyecto serán el resultado de una multiplicación simple del precio de realización por el total del volumen disponible para la venta en cada periodo.

**Tabla 6** Calculo de los Ingresos

	PROMEDIO				
<b>Marcador W.T.I</b>	<b>49,37</b>	49,00	49,25	49,49	49,74
<b>Marcador BRENT</b>	<b>53,40</b>	53,00	53,27	53,53	53,80

<b>Liquidación de Ingresos</b>		<b>Mes 1</b>	<b>Mes 2</b>	<b>Mes 3</b>	<b>Mes 4</b>
<b>Precio de Referencia USD/BL</b>	<b>BRENT</b>	<b>53,00</b>	<b>53,27</b>	<b>53,53</b>	<b>53,80</b>
Diferencial x Calidad	- 4,00	-5,00	-5,00	-5,00	-5,00
<b>Precio Base de Liquidación USD/BL</b>	<b>38,72</b>	<b>48,0</b>	<b>48,3</b>	<b>48,5</b>	<b>48,8</b>
Costo de Transporte	700.000,05				
Fee de Comercialización	-				
C.V.C	-2,0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Descuentos	- 1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
<b>Precio de Realización</b>	<b>47,40</b>	<b>47,00</b>	<b>47,27</b>	<b>47,53</b>	<b>47,80</b>
<b>Producción Disponible Para Venta</b>	<b>312.665</b>	<b>82.426</b>	<b>82.102</b>	<b>79.166</b>	<b>68.971</b>
<b>Total Ingresos Del Periodo</b>	<b>15.314.161</b>	<b>3.874.015</b>	<b>3.880.527</b>	<b>3.762.880</b>	<b>3.296.738</b>

**5.1.1 Cálculo del precio de realización:** Este procedimiento busca determinar el precio unitario expresado en Dólares por Barril (USD/BL) que podría tener cada unidad vendida de la producción del proyecto. Para determinar el precio de realización es muy importante determinar si las posibles ventas del proyecto van a realizarse en el mercado local o en forma de exportaciones a los mercados internacionales de crudo, ya que esto determinara los posibles descuentos que pudiera aplicar el comprador, por ejemplo si es una venta en el mercado local lo más probable es que el comprador incluya en los descuentos, los costos de transporte en los que tendrá que incurrir para llevar el producto desde el punto de entrega hasta el puerto de exportación.

Adicionalmente es muy importante tener datos aproximados de las características del crudo que se va a producir, con especificaciones principalmente de gravedad API y contenido de azufre, ya que estos son factores determinantes en la valoración del crudo y el cálculo de la compensación volumétrica por calidad (CVC) que este crudo pudiera recibir en los sistemas de transporte por oleoducto.

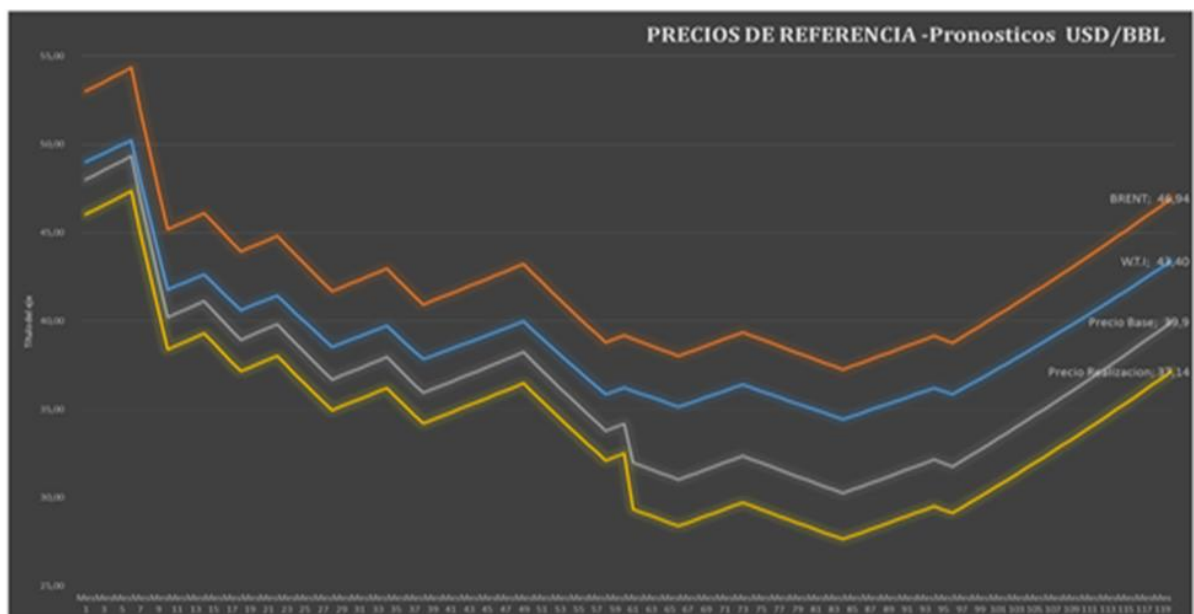
Una vez se ha identificado el mercado objetivo y la calidad del crudo, el siguiente paso sería determinar el precio base de liquidación para lo cual debemos seleccionar el marcador internacional o precio de referencia con él se va a calcular el precio base, el formulario de ingresos se diseñó de tal manera que permite realizar este cálculo seleccionando uno de los dos marcadores más comunes en la industria W.T.I y BRENT, sin embargo el usuario pudiera cambiar o incluir otro marcador según lo desee. Cuando hemos seleccionado el marcador o

precio de referencia el siguiente paso sería calcular el posible diferencial por calidad que podría existir entre la mezcla de exportación y el marcador internacional, para efectuar este cálculo lo más recomendable es comparar el marcador internacional contra la mezcla seleccionada (Vasconia, Castilla u Otra) en el sistema de transporte por oleoducto por el cual se planea transportar la producción.

Una vez determinado el precio base de liquidación el siguiente paso sería incluir los posibles descuentos comerciales que podrían existir en la venta de crudo. En el formulario se han incluido los descuentos más comunes en este tipo de negociación, como son el costo de transporte, en caso de que este sea asumido por el cliente, el Fee de comercialización, y la compensación volumétrica por calidad que resultaría de comparar la calidad del crudo producido vs la calidad de la mezcla de exportación en el sistema de oleoductos. Después de llevar a cabo estos cálculos e incluirlos en el formulario destinado para tal fin, tendríamos como resultado el posible precio de realización que tendría nuestro producto expresado en USD/BL.

El diligenciamiento de este formulario alimenta una data en el modelo de evaluación económica, que nos permite analizar los resultados en el siguiente reporte gráfico:

**Figura 11** Pronostico de Precios



**5.1.2 Cálculo de la producción disponible para Venta:** Este procedimiento busca determinar el volumen total de producción que se tendría disponible en un periodo de tiempo determinado para poder ser comercializado, para el modelo de evaluación económica los periodos de tiempo están determinados por meses, en este sentido el volumen disponible para la venta esta expresado en barriles por mes (BPM). Para realizar el cálculo de la producción disponible, En primera instancia debemos determinar el potencial de producción que puede tener el campo, principalmente usando un pronóstico de producción base, en el caso en el que el campo a evaluar tenga producción al momento de la evaluación y adicionando a esta base la producción incremental que pudiera conseguirse con el plan de desarrollo diseñado para el campo.

El cálculo de la producción incremental se hace diligenciando el formulario que se ha diseñado para tal fin, en el debemos diligenciar el pronóstico de producción de unos pozos tipo y unos reacondicionamientos tipo, que posteriormente se incluirán en el horizonte de proyección de acuerdo con las fechas y el número de pozos a perforar y/o reacondicionar, obteniendo como resultado de esta sumatoria el volumen total de producción incremental para el periodo.

Una vez se ha determinado el volumen total de producción del campo, se deben proyectar los descuentos o gravámenes de producción que este pudiera tener. En el formulario de producción, se han incluido los principales descuentos que pudieran aplicarse a la producción total del campo, entre los cuales podemos encontrar: Los consumos que pudiesen generarse en campo, las regalías, precios altos de producción y factor X en el caso en el que estos se paguen en especie y un campo para incluir otros gravámenes de producción que pudiera tener el campo y que sean de obligación de pago en especie.

**Tabla 7** Liquidación de Producción

Liquidacion de Producción, BPM	Totales	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16
<b>Produccion Crudo, bpm</b>	<b>321.569</b>	<b>41.850</b>	<b>65.158</b>	<b>96.389</b>	<b>118.172</b>
Consumos	1%	-419	-652	-964	-1.182
<b>Producción Base Liquidacion</b>	<b>318.354</b>	<b>41.432</b>	<b>64.506</b>	<b>95.425</b>	<b>116.991</b>
Regalias	8%	-3.315	-5.161	-7.634	-9.359
<b>Producción Neta de Regalias</b>	<b>292.885</b>	<b>38.117</b>	<b>59.346</b>	<b>87.791</b>	<b>107.631</b>
Precios Altos de Produccion	5%	0	0	0	0
<b>Producción Neta de Regalias y PAP</b>		<b>38.117</b>	<b>59.346</b>	<b>87.791</b>	<b>107.631</b>
Factor X	2%	-762	-1.187	-1.756	-2.153
Otros Gravemenes de Produccion	1%	-374	-582	-860	-1.055
<b>Produccion Disponible Para Venta BPM</b>	<b>284.157</b>	<b>36.981</b>	<b>57.577</b>	<b>85.175</b>	<b>104.424</b>

## 5.2 COSTOS (OPEX)

Los costos del proyecto, serán los costos o erogaciones asociadas a la producción, transporte y comercialización del crudo que se produzca en el campo, para realizar las proyecciones debemos tener en cuenta varios aspectos. En primer lugar, las proyecciones deben hacerse en términos constantes, ya que el modelo en su módulo de reportes aplicara a estas proyecciones la inflación correspondiente. Se debe identificar que elementos de costo son costos fijos y que elementos de costo podrían clasificarse como costos variables, para estos últimos se deben incluir valores expresados como costo unitario e identificar cual es el driver (Crudo, Agua o Fluidos Totales) con el cual se calcularan los costos variables en el horizonte de proyección.

En el formulario que se ha diseñado para este propósito se dividió en dos grandes grupos: los costos de producción y los costos de transporte y/o comercialización, a continuación, una breve descripción de cada uno de ellos:

**5.2.1 Costos de producción:** En esta parte del formulario de costos debemos incluir todos los costos que se requieran para producir el petróleo y ponerlo en condiciones de venta para que posteriormente será comercializado incluyendo actividades como son la extracción y separación de fluidos, el tratamiento y fiscalización de crudo, el tratamiento de agua, y el manejo y disposición residuos entre otras actividades de producción, y adicionalmente todas las demás actividades que se requieran para la adecuada operación y mantenimiento del campo incluyendo la gestión de la gestión de las áreas soporte (Mantenimiento, HSEQ, Ambiental, Social, Seguridad, Etc.).

Buscando facilitar el diligenciamiento de esta información, el diseño del formulario se realizó usando principalmente cinco (5) sub divisiones o centros de costo, y definiendo en cada uno de ellos los principales elementos de costo que pudiesen incluirse en la evaluación económica, el tipo de costo (Fijo o Variable) y el driver que se debiera usar en el caso de los costos variables.

**Tabla 8** Costos de Producción

Concepto	Tipo	Driver	USD/BL	Mes 1	Mes 2
Personal	Fijo	N/A	0,63	45.000	45.000
Alquiler de Maquinaria y Equipo	Fijo	N/A	1,26	90.000	90.000
Generacion	Variable	T. Fluido	0,05	4.114	5.728
Tratamiento Quimico Crudo	Variable	Crudo	0,35	14.648	22.805
Tratamiento Quimico Agua	Variable	Agua	0,25	10.107	12.349
Tratamiento y Disposición de Residuos	Variable	T. Fluido	0,35	28.797	40.094
Transporte de Fluidos	Variable	T. Fluido	0,50	41.139	57.277
Servicios Contratados	Fijo	N/A	0,14	35.000	35.000
Materiales y Equipos	Fijo	N/A	0,04	10.000	10.000
Transporte de Carga	Fijo	N/A	0,02	5.000	5.000
Transporte de Personal	Fijo	N/A	0,05	12.000	12.000
<b>Otros Costos Relacionados</b>					
<b>Otros Costos Relacionados</b>					
<b>Otros Costos Relacionados</b>	Variable	T. Fluido	-	-	-
<b>Otros Costos Relacionados</b>	Variable	T. Fluido	-	-	-
<b>Total costos "Operación"</b>		<b>631.057</b>	<b>3,35</b>	<b>295.804</b>	<b>335.253</b>

**5.2.2 Costos de transporte:** En esta sección debemos tener dos aspectos muy importantes el primero es que el volumen a transportar es el volumen disponible para venta es decir la producción total para cada periodo menos los gravámenes de producción anteriormente mencionados, el segundo aspecto es que el costo de transporte representa el transporte externo de la producción disponible, es decir el desplazamiento desde el punto de fiscalización y/o almacenamiento del producto en condiciones de venta, hasta el punto de entrega pactado con el cliente.

Este transporte podría realizarse en tracto camión, mediante un sistema de oleoducto o una mezcla de los dos sistemas de transporte. Por esta razón el formulario que se diseñó para el cálculo del costo de transporte se dividió en dos centros de costo uno para el cálculo del costo de transporte terrestre y otro para transporte que se realice mediante los sistemas de oleoductos disponibles para tal fin. En ambos sistemas de transporte el formulario se diseñó para definir hasta cinco posibles rutas de evacuación del producto en cada una de ellas el usuario del modelo de evaluación deberá asignar un volumen a transportar aplicando un factor porcentual a la producción disponible para venta y una tarifa unitaria expresada en dólares por barril (USD/BL).

**Tabla 9** Costos de Transporte

Concepto	Tipo	%	USD/BL	Mes 1	Mes 2
Flete Ctk Destino 1	Variable	75%	2,5	69.340	107.958
Flete Ctk Destino 2	Variable	25%	4,3	39.755	61.896
Flete Ctk Destino 3	Variable	0%		-	-
Flete Ctk Destino 4	Variable	0%		-	-
Flete Ctk Destino 5	Variable	0%		-	-
<b>Otros Costos Relacionados</b>					
<b>Otros Costos Relacionados</b>					
<b>Total costos "Terrestre"</b>		<b>278.948</b>	<b>2,95</b>	<b>109.094</b>	<b>169.853</b>

### 5.3 INVERSIONES (CAPEX)

Las inversiones representan las erogaciones de dinero que se realizan en un periodo de tiempo determinado con fin de obtener un rendimiento o beneficio económico en el futuro, para el caso de las inversiones en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, podría decirse que estas se realizan en dos fases principales la fase de exploración en donde el objetivo principal es descubrir una acumulación de hidrocarburo que posteriormente pueda ser explotada y la fase de desarrollo que busca hacer la explotación del yacimiento descubierto mediante la extracción y comercialización del hidrocarburo que posteriormente será comercializado, generando así los flujos de caja o retornos que remuneran la inversión inicialmente realizada.

Atendiendo esta lógica, el formulario que se diseñó para realizar la proyección de inversiones se ha dividido en cinco nodos de inversión principales que buscan hacer un registro ordenado y cronológico conforme podrían llevarse a las actividades de inversión en las fases de exploración y desarrollo de un campo petrolero.

**5.3.1 Exploración:** En esta sección se realizarán las proyecciones de las actividades de inversión a realizar con el fin de determinar la existencia de una posible acumulación de hidrocarburos, principalmente actividades como son la adquisición de información sísmica, el procesamiento de datos y los estudios o modelos geológicos que permitan definir uno o varios prospectos que serán confirmados posteriormente con la perforación de pozos exploratorios.

**Tabla 10** Inversiones en Exploración

Concepto	USD/BL	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Adquisición de Información Sísmica	0,10	2.000.000			
Procesamiento de Datos	0,05	1.000.000			
Estudios Geofísicos	0,10	500.000			
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Total Inversiones "Exploración"</b>	<b>0,25</b>	<b>3.500.000</b>	-	-	-

**5.3.2 Obras civiles:** Una vez se tiene definido el primer prospecto a perforar delimitando una ubicación geográfica del pozo en superficie, se realizarán las obras civiles necesarias para llevar a cabo dicha perforación, estas obras incluyen la construcción y/o mantenimiento de las vías de acceso al sitio, la construcción de la locación o plataforma desde donde se perfora el pozo y las obras civiles menores necesarias para esta actividad, contrapozo, piscinas, placas, diques etc.

**Tabla 11** Inversiones en Obras Civiles

Concepto	USD/BL	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Estudios e Ingeniería	0,03	500.000			
Construcción de Vías	0,31	2.200.000			
Construcción de Locaciones	0,20	800.000			
Construcción de Placas, Diques y Otros	0,05	200.000			
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Total Inversiones "Obras Civiles"</b>	<b>0,59</b>	<b>3.700.000</b>	-	-	-

**5.3.3 Perforación:** Terminadas las obras civiles se contará con las vías de acceso y las plataformas necesarias para la perforación de los pozos que se hayan definido en el plan de producción, en este sentido el formulario para el cálculo de las inversiones en perforación tiene en su encabezado el número y tipo de pozos a perforar en cada periodo el usuario del modelo de evaluación deberá asignar un valor de inversión para cada pozo tipo, así el valor de las inversiones a realizar en cada periodo será una multiplicación simple del número de pozos a perforar por el valor de cada uno de ellos.

**Tabla 12** Inversiones en Perforación

Tipo de Pozo	VR. POZO	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Pz Tipo 1	2.500.000	-	1	1	1
Pz Tipo 2	1.800.000	1	-	-	-
Pz Tipo 3	1.500.000	-	-	-	-
<b>Total Pozos</b>	<b>16</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

Concepto	USD/BL	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Perforacion Pozos Tipo 1	1,50	-	2.500.000	2.500.000	2.500.000
Perforacion Pozos Tipo 2	0,36	1.800.000	-	-	-
Perforacion Pozos Tipo 3	-	-	-	-	-
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Total Inversiones "Perforacion"</b>	<b>1,86</b>	<b>1.800.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>	<b>2.500.000</b>

**5.3.4 Workover y/o reacondicionamiento:** Con el objetivo principal de optimizar la producción y/o adicionar reservas, la compañía operadora pudiera realizar inversiones en actividades de workover o reacondicionamiento de pozos. Al igual que en la perforación de pozos, las actividades de reacondicionamiento deben ser proyectadas por el usuario en el plan de producción de esta manera el cálculo de las inversiones en esta sección del modelo se hará de la misma forma como se realizaron las inversiones en perforación.

**Tabla 13** Inversiones en Reacondicionamiento de Pozos

Tipo de Workover	VR. W.O	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Wo Tipo 1	800.000	-	-	-	-
Wo Tipo 2	1.000.000	-	-	-	-
<b>Total Pozos</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Concepto	USD/BL	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Workover Tipo 1	0,36	-	-	-	-
Workover Tipo 2	0,15	-	-	-	-
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Total Inversiones "Workover"</b>	<b>0,51</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**5.3.5 Obras mecánicas:** Después de perforados y probados los pozos exploratorios se podrá tener mayor certeza del volumen de reservas y por ende de

la producción que podría tener el campo, con ello es indispensable construir las facilidades de producción que permitirán el adecuado tratamiento y fiscalización de la producción además del adecuado manejo y disposición de las aguas residuales de producción, el diseño y construcción de dichas facilidades contempla actividades de inversión como son los diseños de ingeniería básica y conceptual, y los montajes mecánicos necesarios como son: los sistemas de manejo de crudo y agua, los sistemas de inyección, las líneas de flujo y los tanques de almacenamiento, entre otros.

**Tabla 14** Inversiones en Obras Mecánicas

Concepto	USD/BL	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3
Estudios e Ingeniería	0,03	500.000			
Sistema De Crudo En Planta	0,15	500.000	500.000	500.000	500.000
Sistema De Agua En Planta	0,15	500.000	500.000	500.000	500.000
Facilidades De Producción En Campo	0,15	600.000			
Facilidades De Inyección En Campo	0,08	300.000			
Lineas de Flujo y/o Oleoductos	0,05	200.000			
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Otras Inversiones Asociadas</b>	-				
<b>Total Inversiones "Obras Mecanic</b>	<b>0,47</b>	<b>2.600.000</b>	<b>1.000.000</b>	<b>1.000.000</b>	<b>1.000.000</b>

## 5.4 INFORMES FINANCIEROS

Terminada la etapa de captura o recolección de datos, usando para este fin los formularios que previamente se diseñaron en el modelo, el siguiente modulo es el de informes financieros, en esta sección el modelo de evaluación toma la información suministrada por el usuario y la organiza en formatos de presentación comúnmente conocidos, realizado previamente algunos cálculos que resultan necesarios para cumplir con los requerimientos de los informes.

En esta sección se han incluido cuatro informes principales que pretender resumir y evaluar los resultados financieros obtenidos de la evaluación económica, cada uno de ellos presentando el desempeño financiero del proyecto y de la participación que podría tener el evaluador en el mismo. Facilitando así el análisis de datos y la toma de decisiones en materia de inversión y/o financiación.

Los cuatro informes contenidos en este módulo son:

**5.4.1 Estado de resultados:** El objetivo principal de este informe es reflejar la proyección de utilidades o pérdidas netas que pudieran generarse en el proyecto durante el horizonte de proyección, las cifras contenidas en este informe fueron afectadas por la inflación y se presenta en periodos mensuales o anuales.

**Tabla 15** Estado de Resultados

Cifras USD, Terminos Corrientes	VPN	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes
		0	1	2	3	4
Ingresos del Proyecto	314.036.180	-	1.702.610	2.665.818	3.965.794	4.889.445
Costo de Ventas	-187.165.277	0	-885.199	-1.155.222	-1.521.973	-1.764.428
Utilidad Operacional	126.870.903	0	817.411	1.510.597	2.443.821	3.125.017
Depreciación	-50.067.869	0	-38.476	-74.008	-130.528	-167.761
Gastos Administrativos	-9.421.085	0	-51.078	-79.975	-118.974	-146.683
Gastos Financieros	-6.280.724	0	-34.052	-53.316	-79.316	-97.789
Utilidad Antes de Impuestos	61.101.225	0	693.804	1.303.298	2.115.004	2.712.784
Impuestos	-23.829.478	0	-270.584	-508.286	-824.851	-1.057.986
Utilidad Neta / Mes	21.569.938	0	338.090	661.721	1.091.863	1.410.326

**5.4.2 Flujo de caja:** La función de este reporte es representar la disponibilidad de recursos líquidos para remunerar la inversión o para cubrir el servicio de la deuda durante el horizonte de proyección, después de descontar las inversiones y necesidades operativas de recursos. Las cifras contenidas en este informe fueron afectadas por la inflación y se presenta en periodos mensuales o anuales.

**Tabla 16** Flujo de Caja Libre

Cifras USD, Terminos Corrientes	VPN	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes
		0	1	2	3	4
Utilidad Neta	21.569.938	0	338.090	661.721	1.091.863	1.410.326
Depreciación	50.067.869	0	38.476	74.008	130.528	167.761
Flujo de Caja Neto	71.637.807	0	376.566	735.729	1.222.390	1.578.087
Inversiones	-65.585.594	-11.600.000	-3.508.632	-3.517.285	-3.525.960	-1.009.902
Flujo de Caja Libre	6.052.213	-11.600.000	-3.132.066	-2.781.556	-2.303.569	568.185

**5.4.3 Presupuesto:** En este reporte se resumen las principales actividades de costo e inversión, representando un plan de operaciones que busca

principalmente que el usuario pueda identificar y/o planear la disponibilidad de recursos en cada periodo necesarios para el cumplimiento de los objetivos, Las cifras contenidas en este informe fueron se presentan en términos constantes, es decir que no han sido afectadas por la inflación y se presenta en periodos anuales.

**Tabla 17** Presupuesto del Proyecto

TIPO	ACTIVIDAD	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL
<b>Inversiones</b>	<i>Exploracion</i>	3.500	500	500	500	<b>5.000</b>
	<i>Obras Civiles</i>	5.700	2.000	2.000	2.000	<b>11.700</b>
	<i>Perforacion</i>	9.300	9.300	9.300	9.300	<b>37.200</b>
	<i>Workover</i>	-	-	3.400	2.600	<b>6.000</b>
	<i>Obras Mecanicas</i>	8.700	1.100	1.100	1.100	<b>12.000</b>
	<i>Total Año</i>	27.200	12.900	16.300	15.500	<b>71.900</b>
	<b>Total Acumulado</b>	<b>27.200</b>	<b>40.100</b>	<b>56.400</b>	<b>71.900</b>	<b>143.800</b>
<b>Costos</b>	<i>Operación</i>	4.594	7.114	9.638	12.588	<b>33.934</b>
	<i>Mantenimiento</i>	1.212	1.212	1.212	1.212	<b>4.848</b>
	<i>H.S.E.Q</i>	336	336	336	336	<b>1.344</b>
	<i>R.S.C</i>	324	324	324	324	<b>1.296</b>
	<i>Seguridad</i>	282	282	282	282	<b>1.128</b>
	<i>Transp. Terrestre</i>	2.963	4.071	5.172	6.621	<b>18.828</b>
	<i>Oleoductos</i>	8.112	11.145	14.158	18.122	<b>51.537</b>
	<i>Total Año</i>	17.823	24.484	31.123	39.485	<b>112.915</b>
<b>Total Acumulado</b>	<b>17.823</b>	<b>42.307</b>	<b>73.430</b>	<b>112.915</b>	<b>225.829</b>	

**5.4.4 Indicadores financieros:** Este informe podría considerarse como el resumen o resultado final de la evaluación económica ya que en él se encuentran los índices y/o indicadores financieros que permitirán interpretar los resultados de dicha evaluación, para finalmente tomar una decisión con criterio financiero acerca del proyecto evaluado. Las cifras aquí contenidas representan el desempeño financiero del proyecto como un todo y de la participación o Share, que pudiera tener el evaluador en el mismo.

**Tabla 18** Indicadores Financieros

Resumen de Resultados	VPN		Valores Constantes	
	Gross	Share	Gross	Share
Presupuesto Opex	\$ 187.165.277	\$ 93.582.639	\$ 274.074.927	\$ 137.037.463
Opex /Bbl	13,33	13,33	19,52	19,52
Presupuesto Capex	\$ 65.585.594	\$ 32.792.797	\$ 76.100.000	38.050.000
Capex /Bbl	4,67	4,67	5,42	5,42
Ingresos	\$ 314.036.180	\$ 157.018.090	496.381.084	248.190.542
Ingresos /Bbl	22,37	22,37	35,36	35,36

Indicadores Financieros	Gross	Share
Valor Presente Neto (VPN)	\$ 6.052.213	\$ 3.026.106
Tasa Interna de Retorno (TIR)	22%	22%
Eficiencia de la inversion (EI)	1,12	1,12
Relación Beneficio / Costo (RBC)	1,24	1,24
Periodo de Recuperación de la Inversión	4,00	1,00

## 6. CONCLUSIONES

1. En la evaluación económica de proyectos se requiere una extensa recopilación de información el manejo y análisis de la misma en un modelo matemático, buscado sintetizarla en indicadores simples y de fácil interpretación como son el valor presente neto (VPN), La tasa interna de retorno (TIR) el periodo de pago y el rendimiento sobre la inversión, los cuales fueron abordados en este trabajo y facilitaran en buena medida la toma de decisiones para determinar viabilidad del proyecto.
2. El riesgo es un factor determinante en los proyectos petroleros, por ello el incluir el análisis de riesgo e incertidumbre en la evaluación económica de un proyecto, hace que la evaluación se convierta en un proceso más útil y efectivo en la determinación del curso y los resultados que pueda tener cada proyecto.
3. El planteamiento de la metodología propuesta se enfocó en el desarrollo de un modelo integrado para la evaluación de proyectos, sobre el cual se realizaron las pruebas integrales que permitieron detectar y corregir las posibles fallas que podrían tener, garantizando así la integridad de la información, y la funcionalidad de los formularios, cálculos, e informes generados por el modelo de evaluación.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH, «anh.gov.co,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION, «Manual de soporte conceptual para el uso de la metodología general para la formulacion y evaluacion de proyectos,» Dirección de Inversiones y Finanzas Publicas, Bogotá DC, 2012.

E. ORTEGON , J. F. PACHECO y H. ROURA, «Metodología general de identificación, preparacion y evaluacion de proyectos de inversion publica,» CEPAL, Santiago de Chile, 2005.

Finanzas en Linea, Blog de Finanzas Corporativas y Personales [En línea]. Available: <http://www.finanzasenlinea.net/2012/03/el-valor-del-dinero-en-el-tiempo.html#.VqEbWGcUWP8>.

Ingenieria de Yacimientos, [consultado: 22 Enero 2015]. [En línea]. Available: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/definicion-de-reservas-petroleras.html>.

L. D. REGNO, «Evaluacion de proyectos y el riesgo: Un efoque para la industria del petroleo y el gas,» *Petrotecnia*, pp. 2-12, 2010.

L. J. GITMAN y C. J. ZUTTER, Principios de administración financiera, PEARSON, 2003.

L. J. GITMAN, Principios de administracion financiera, PEARSON, 2003.

R. MOIX MUNTO, Evaluacion Economica de Proyectos Petroleros, Bogotá DC: HIPERGRAPH, 2014.