



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación de Proyectos Petroleros
Basados en Reservas y Recursos
aplicados a PEMEX Exploración y
Producción de acuerdo a los últimos
lineamientos de la SPE y U.S. SEC.**

Tesis para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

Tovar Rodríguez Tania Daniela

Asesor:

M.I. José Ángel Gómez Cabrera



Ciudad Universitaria, México, D.F., Abril 2009.

AGRADECIMIENTOS

A MI **MAMÁ** POR SER MI COMPAÑERA Y AMIGA, CONFIAR EN MI, ESTAR A MI LADO Y ENSEÑARME QUE EN LA VIDA SIEMPRE SE PUEDE LOGRAR LO QUE SE DESEA, GRACIAS.

A MI **PAPÁ** POR SER UNA EJEMPLO A SEGUIR TANTO EN EL ASPECTO PERSONAL COMO EN EL PROFESIONAL, POR ENSEÑARME A VALORAR LAS COSAS Y AYUDARME A CUMPLIR MIS OBJETIVOS EN TODO MOMENTO, GRACIAS.

A MIS HERMANOS **ROBERTO Y PEDRO** POR TODOS LOS MOMENTOS DE FELICIDAD Y SU APOYO INCONDICIONAL, GRACIAS.

A **ENRIQUE ENRÍQUEZ** POR ESTAR SIEMPRE A MI LADO Y APOYARME EN TODO MOMENTO SIN ESPERAR NADA A CAMBIO, GRACIAS.

A **ADRIANA OROZCO** POR SER MÁS QUE MI AMIGA, MI COMPAÑERA DE TODA LA VIDA Y ESTAR SIEMPRE A MI LADO DE UNA U OTRA MANERA, ENSEÑARME LO QUE ES LA VERDADERA AMISTAD Y QUE ESTA ES TAN FUERTE QUE PUEDE PERDURAR A LO LARGO DE LOS AÑOS AUNQUE NO ESTEMOS CERCA, GRACIAS.

A **PAULINA BRACHO**, POR SU VALIOSA AMISTAD Y POR ENSEÑARME QUE SI ALGO SE QUIERE DE VERDAD SE PUDE LOGRAR SIN IMPORTAR LOS OBSTÁCULOS QUE LA VIDA NOS PONGA, GRACIAS.

A **VALERIA CASTAÑEDA** POR SER UNA SÚPER AMIGA Y DEMOSTRARME QUE AUN EXISTEN PERSONAS EN LAS QUE SE PUEDE CONFIAR, GRACIAS.

A **MIGUEL MENDOZA**, POR DARME SU APOYO Y CONFIANZA EN TODO MOMENTO, SIN IMPORTAR LA DIFICULTAD DE LA SITUACIÓN.

CAROLINA CORTÉS, IVÁN GASTELUM, GUILLERMO MARTÍNEZ, ALISKAIR ANGUIANO Y GUILLERMO GUILLOT, POR BRINDARME SU AMISTAD Y ENSEÑARME A ENCONTRAR UN EQUILIBRIO ENTRE EL ESTUDIO Y LA DIVERSIÓN, POR TODOS LOS BUENOS MOMENTOS QUE PASAMOS JUNTOS, GRACIAS.

BRENDA, MARTHA, SUSANA, CARLOS, ALEXI, SERGIO, VÍCTOR, SMITH, ABRAHAM, ALBERTO, ANABEL, GILBERTO, EDUARDO, GABRIEL, ARTURO, AARÓN, YANIAK, MONTERRUBIO, JAVIER, JOSÉ LUIS, DANIEL, GELBERT, JUAN Y A TODOS LOS QUE ESTUVIERON CON MIGO A LO LARGO DE LA CARRERA, POR TODOS LOS MOMENTOS FELICES QUE ME HICIERON PASAR Y HACER QUE MI ESTANCIA EN LA ESCUELA SIEMPRE ESTUVIERA LLENA DE SONRISAS Y DE BUENA VÍBRA, GRACIAS.

LORENA VENCES, ESTEFANY SÁNCHEZ, JONATHAN HUERTA, JUAN CARLOS DON LUCAS, IVÁN CONTRERAS, OMAR RAMÍREZ, ARIADNA MORALES, RICARDO LINARES, OSCAR SANIESTEBAN, POR ACOMPAÑARME EN TODO MOMENTO A LO LARGO DE ESTA AVENTURA, GRACIAS.

MARCO, ÁNGELES, JAVIER Y DALLA, POR SU AMISTAD Y SU APOYO, GRACIAS.

A LAS FAMILIAS **ARCE PROVENCIO, GLORIA FRANCO, OROZCO RODRÍGUEZ, BRACHO GONZÁLEZ, TOVAR BARAJAS Y ENRÍQUEZ RANGEL**, POR SU CARIÑO Y APOYO.

AL **M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA** MI ASESOR DE TESIS QUIEN ME BRINDO TODO SU APOYO PARA QUE ESTE PROYECTO PUDIERA HACERSE REALIDAD.

AL **ING. GABRIEL ALVIGINI** POR SU PACIENCIA Y APOYO, PERO SOBRE TODO POR CONFIAR EN MI Y DARME LA OPORTUNIDAD DE REALIZAR ESTE PROYECTO.

AL **ING. ANTONIO SAMPAYO**, POR TODAS SUS ATENCIONES, SU PACIENCIA Y SU APOYO INCONDICIONAL DURANTE EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO, GRACIAS.

ERIKA IMAI, ULISES NERI, DANIEL GONZÁLES, MELISSA GARCÍA, ALEJANDRO MAR, SAMUEL CAMACHO, CAROLINA Y A TODO EL EQUIPO DE **MERAK**, QUE ME RECIBIÓ CON LOS BRAZOS ABIERTOS Y ME APOYO EN TODO MOMENTO.

A LA **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO** MI ALMA MATER POR PERMITIRME REALIZAR EL SUEÑO DE CONCLUIR UNA CARRERA Y CONOCER PERSONAS MARAVILLOSAS EN EL CAMINO.

A **SCHLUMBERGER** POR CONFIAR EN MI Y DARME LA OPORTUNIDAD DE DESARROLLAR ESTE PROYECTO A SU LADO.

	Páginas
Índice de figuras	I
Objetivo	i
Introducción	ii
Capítulo I Antecedentes	
1.1 Volumen original de hidrocarburos	1
1.1.2 Volumen original de hidrocarburos total	2
1.1.2.2 Volumen original de hidrocarburos no descubierto	2
1.1.2.3 Volumen original de hidrocarburos descubierto	3
Definiciones Básicas	
1.2 Recursos petroleros	3
1.2.1 Recursos prospectivos	4
1.2.2 Recursos contingentes	5
1.3 Reservas	6
1.3.1 Reservas probadas	6
1.3.1.1 Reservas desarrolladas	8
1.3.1.2 Reservas no desarrolladas	8
1.3.2 Reservas no probadas	9
1.3.2.1 Reservas probables	9
1.3.2.2 Reservas posibles	10
Lineamientos SPE	
Tabla 1. Categoría de reservas, definiciones y lineamientos de la SPE	13
Tabla 2. Definición del estatus de la reserva y lineamientos	19
Definiciones según los lineamientos de la U.S. SEC	
1.4 Reservas Probadas	22
1.5 Proyectos basados en la evaluación de recursos	30
Capítulo II Métodos de Determinación de Reservas y su Rango de Aplicación	
2.1 Método de Analogía	34
2.2 Método Volumétrico	35
2.3 Análisis de Modelos	39
2.3.1 Balance de Materia	39

2.3.1.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales empleadas por el método de balance de materia	43
2.3.1.2 Ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite saturado	47
2.3.1.3 Yacimientos de gas	48
2.4 Simulación numérica	49

Capítulo III Evaluación de Rentabilidad en Proyectos y Recursos

3.1 Proyecto	56
3.2 Evaluación de proyectos	56
3.3 Unidad de negocio	59
3.4 Estudio de mercado de hidrocarburos	62
3.5 Estudio técnico	63
3.6 Análisis económico financiero	63
3.7 Evaluación económica	64
3.8 Variables que intervienen en la evaluación	64
3.8.1 Generación y determinación de precios de hidrocarburos	65
3.8.2 Determinación de la producción	67
3.8.3 Costos	68
3.8.4 Inversiones en los proyectos	69
3.9 Indicadores económicos	71
3.9.1 Valor Presente Neto	72
3.9.2 Tasas Interna de Retorno	74
3.9.3 Relación Beneficio-Costo	77
3.9.4 Límite económico	80
3.10 Clasificación de Proyectos	83

Capítulo IV Riesgo

4.1 Riesgo e Incertidumbre	87
4.1.1 Riesgo	87
4.1.2 Incertidumbre	87
4.2 Análisis de sensibilidad	88
4.3 Árbol de decisión	91
4.3.1 Construcción de árboles de decisión	95
4.4 Simulación d Montecarlo	96

Capítulo V Aplicación

5.1 Cálculos en Excel	102
5.1.1 Ubicación del proyecto	102
5.1.2 Cálculo del área de las reservas	103
5.1.3 Cálculo de los volúmenes de hidrocarburos	105
5.1.4 Número óptimo de pozos	107
5.1.5 Evaluación económica	113

5.1.6 Diagrama de Tornado	116
5.1.7 Árbol de decisión	119
5.2 Cálculos con software especializado	122
5.2.1 Evaluación económica	122
5.2.2 Evaluación de riesgo	126
<i>Conclusiones y Recomendaciones</i>	132
<i>Glosario de variables y abreviaturas</i>	135
<i>Glosario</i>	137
<i>Bibliografía</i>	145

Objetivo

Elaborar un documento de referencia que muestre como se ajustan los lineamientos de la SPE y la U.S. SEC con la metodología actual de evaluación de proyectos de exploración y producción de PEMEX.

Introducción

Para las compañías de exploración y producción, es prioritaria la clasificación de las reservas de hidrocarburos, ya que con base a estas, pueden respaldar su valor económico, mostrándose como empresas capaces de generar ganancias.

Por lo anterior en el presente trabajo se documentan todos los lineamientos utilizados por PEMEX Exploración y Producción para la evaluación y clasificación de sus reservas.

Existen diferentes organismos encargados de emitir lineamientos para la clasificación de las reservas de hidrocarburos, dependiendo de su grado de certidumbre, estos son: la Securities and Exchange Commission (SEC) (Reservas Probadas únicamente) entidad encargada de regular los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de Norteamérica, la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC) y la asociación de profesionales American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

Este trabajo se enfocará únicamente a la clasificación de reservas avaladas por la SPE y la SEC, ya que estos son los organismos que emiten lineamientos para la clasificación de las reservas.

Básicamente la diferencia entre la clasificación de una y de otra es que para la SPE existen 3 tipos de reservas, en función del grado de certidumbre de información Geológica, Geofísica y de Ingeniería, las Probadas, Probables y Posibles, la diferencia entre estas es el grado de certidumbre que tienen de poder ser recuperadas, por su parte la U.S. SEC únicamente permite que se reporten las reservas Probadas, ya que considera que las otras 2 categorías, presentan incertidumbre y solo la probada es la que aporta producción y sustenta realmente los proyectos que producen ingresos.

La importancia de tener una clasificación exacta y estudiada de las Reservas, es que por medio de ellas se pueden certificar la cantidad de hidrocarburos que se tiene en un lugar dado.

Como sabemos la extracción de hidrocarburos, es lo que le proporcionan un beneficio económico a la industria, y mediante ellas se puede garantizar la estabilidad de la empresa durante un cierto número de años.

Por otro lado se muestran los diferentes métodos utilizados en la industria para determinar las Reservas, estos pueden ser tanto deterministas como probabilistas.

Se describe cada uno de los métodos analíticos utilizados para estimar las cantidades recuperables: 1) Analógicas, 2) Estimaciones volumétricas y 3) Análisis basados en el comportamiento.

Otro de los factores que es importante tener presente cuando se está realizando la evaluación económica de las Reservas es el Riesgo, ya que el tenerlo presente puede hacer la diferencia entre una buena o mala decisión además de que nos permite eliminar la incertidumbre y estar preparados ante cualquier escenario que pudiera presentarse, por mas adverso que este fuera.

Antecedentes

Introducción

Existen diversos factores que afectan la cantidad de hidrocarburos que se pueden recuperar del subsuelo, como lo es el método de explotación o extracción.

De lo anterior podemos afirmar que la magnitud de las reservas no permanece constante en el tiempo, ya que los factores de los cuales depende, varían respecto a la fecha de evaluación, un ejemplo común es el precio.

Para poder clasificar las reservas como probadas, probables o posibles, por medio de todas las técnicas de ingeniería y geofísicas que existen, es necesario tener o estar basados en el Volumen Original de hidrocarburos en el subsuelo, de aquí la importancia de conocer los conceptos básicos sobre el mismo y las diferentes clasificaciones con las que cuenta la industria petrolera en México.

1.1 Volumen original de hidrocarburos

Se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento, expresándose a esas condiciones y también a condiciones de superficie.

El volumen puede estimarse por métodos probabilistas y deterministas. Los primeros incluyen principalmente, a los métodos volumétricos, de balance de materia y la simulación numérica. Los segundos incluyen modelos de incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

Los métodos volumétricos son los más utilizados en las etapas iniciales, en las cuales se comienza a conocer el campo o yacimiento. Estas técnicas se fundamentan en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas utilizadas principalmente son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación. Otro

elemento fundamental es la geometría del yacimiento, representado en términos de área y de espesor neto.

Dentro de los parámetros a obtener para estimar el volumen original, tenemos los siguientes:

- Volumen de roca que contiene hidrocarburos
- Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos asociada al volumen de roca que la contiene
- Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie.

1.1.2 Volumen original de hidrocarburos total

El volumen original de hidrocarburos total, es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos. En la Figura 1.1 se puede observar como esta dividido el volumen original de Hidrocarburos Total.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables. La estimación de los volúmenes a recuperar depende de la incertidumbre inherente en el yacimiento, y también de aspectos comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una parte de las cantidades clasificadas como no recuperables, se pueden transformar eventualmente en recursos recuperables, si las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

1.1.2.2 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción

potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubiertos se le define como Recurso Prospectivo.

1.1.2.3 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS TOTAL							
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos		Volumen original de hidrocarburos descubiertos					
		No económico		Económico			
No recuperable	P r o s p e c t i v o s	Estimación baja	No recuperable	C o n t i n g e n t e s	Estimación baja	P r o d u c i o n	
		Estimación central			Estimación central		R e s e r v a s
		Estimación alta			Estimación alta		Probada + probable + probable + posible

Fig.1.1 Clasificaciones del volumen original de hidrocarburos ^a

DEFINICIONES BÁSICAS

1.2 Recursos petroleros

Son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie (ver Figura 1.2). Sin embargo, empleando consideraciones de explotación, se les llama recursos únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición se les llama volúmenes originales totales a las cantidades estimadas en un inicio, dichos volúmenes pueden estar descubiertos o no descubiertos; y a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

^a Clasificación de reservas según los lineamientos de la SPE, Las reservas de Hidrocarburos en México, Evaluación al 1 de Enero del 2008.

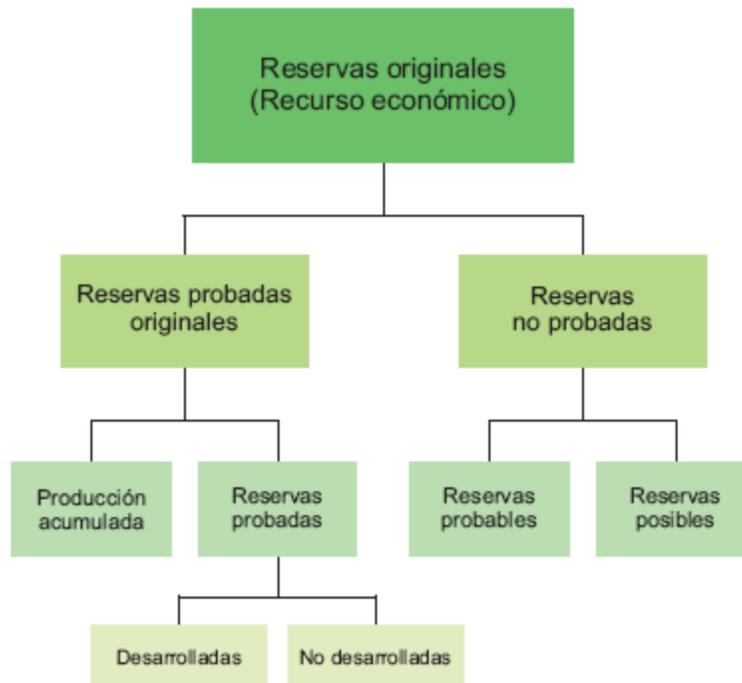


Fig. 1.2 Clasificación de reservas de hidrocarburos. ^{a1}

1.2.1 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una fecha dada de acumulación, que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos esta basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas en donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso en ocasiones hasta producido. Al considerar el nivel de incertidumbre, la magnitud de estos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

^{a1} Elementos para la asociación de reservas y pronósticos de producción; Gerencia de Reservas de Hidrocarburos Subdirección de Planeación Enero de 2008.

1.2.2 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, las cuales son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas pero bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables. Los recursos contingentes pueden incluir por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o bien, donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido. En la figura 1.3 se muestra la clasificación de Recursos según los lineamientos de la SPE.



Fig.1.3 Clasificación de recursos ^{a2}

^{a2} Clasificación de Recursos según los lineamientos de la SPE, SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management, SPE 58573.

1.3 Reservas

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

1.3.1 Reservas probadas

Son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, los cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes en una fecha específica. Las reservas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. Tendrá que haber datos disponibles, los cuales justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la correspondiente inversión y costos de operación para que ese cambio este incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

En general las reservas son consideradas como probadas si la productividad comercial del yacimiento esta apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. Con esto se quiere decir, que el término probadas se refiere a la cantidad de hidrocarburos recuperables y no a la productividad de los pozos o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio esté impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o en aquellos que han demostrado producción comercial entre otras áreas. Sin embargo un requerimiento importante para clasificar las reservas probadas, es asegurarse que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de los fluidos. Además, incluye las operaciones no perforadas del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información geológica y de ingeniera que se tenga.

Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos más profunda controla el límite de reserva probada.

Es importante señalar, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, propiedades de roca y fluidos, cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estadio de viabilidad técnica en la cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que as probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

1.3.1.1 Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se esperan sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso este instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerados menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la plantación del proyecto correspondiente.

1.3.1.2 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y el transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada.

En el caso de inyección de fluidos en el yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideran probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Así mismo debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no considere su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlas en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la clasificación de reservas toma lugar

no para una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

1.3.2 Reserva no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

1.3.2.1 Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar, sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aun no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

1.3.2.2 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles, tendrá por lo menos una probabilidad del 10 %, de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o menores.

Las reservas especulativas, potenciales, prospectivas, o exploratorias, no son aceptables en esta categoría de reservas. Los siguientes requerimientos deben ser cumplidos para que las reservas sean clasificadas como posibles:

1. Las reservas posibles están en yacimientos asociados a acumulaciones conocidas.
2. Las reservas están localizadas en la formación que tiene cantidades comercialmente producibles de gas o aceite, en el área en general o una provincia geológica.
3. Reservas ubicadas en formaciones que parecen tener hidrocarburos, basados en registros o análisis de núcleos, pero tal vez no son económicamente producibles para los precios y los costos actuales.
4. Existen indicadores que favorecen la existencia de reservas de petróleo (Ej. Muestras de aceite o de gas), demostradas por al menos de una de las siguientes técnicas: registros a agujero descubierto o cerrado, pruebas de formación, registro de lodos, núcleos, pruebas de perforación, o pruebas de producción.
5. Las interpretaciones geológicas y/o geofísicas en el yacimiento indican: a) posición estructural favorable y b) ausencia de fallas, fracturas u otras barreras entre las áreas, donde es posible que se encuentren las reservas. El uso de herramientas de alta calidad, datos cuantitativos de (calibrado para el control del pozo) sísmica de dos o tres dimensiones, deberían ser significativos para la descripción de las reservas no probadas, por encima de las posibles, solo con

datos subsuperficiales. Esta información es a menudo útil para distinguir entre reservas probables y posibles.

Existen grandes excepciones de los requerimientos de una estructura favorable y ausencia de barreras descritas en el punto 5.

1. En áreas donde yacimientos probados de aceite o gas no son continuos, no tiene porosidad efectiva, trampas estratigráficas, o lentes de arena, las reservas posibles pueden ser asignadas a locaciones no desarrolladas, teniendo una consistente y favorable interpretación geológica para un caso particular.
2. En áreas donde los yacimientos probados de gas o aceite producen a través de las fallas de los bloques, en ambos sentidos, las reservas posibles pueden ser asignadas a locaciones no desarrolladas por medio de fallas del yacimiento probado, acompañado de una favorable interpretación geológica para un caso particular.

La clasificación para reservas posibles puede también ser aplicada, a un caso base individual, si esta justificado por estudios geológicos y de ingeniería, en los siguientes casos:

1. Para recuperación de gas o aceite por encima de lo que se predijo para la Reserva Probada o Probable, para sustentar el uso de un factor de recuperación incremental.
2. Para recuperación de aceite o gas, que pueden existir debajo del nivel de contacto conocido de hidrocarburos (LKH).
3. Para recuperación de aceite o gas por encima de las estimadas como reservas probadas o probables, para yacimientos en proceso de recuperación mayor.
4. Para recuperación de gas o aceite, en pozos ya existentes o que van a ser perforados, pero que requieren dar solución a problemas mecánicos, o por cambios en las regulaciones gubernamentales.

Las Reservas Posibles tienen menor certeza de ser recuperadas que las Reservas Probables y pueden ser estimadas con un bajo grado de certidumbre, insuficiente para indicar si pueden ser recuperadas o no.

En general, las Reservas Posibles incluyen:

- 1) Reservas sugeridas por exploración estructural y/o estratigráfica, más allá de las áreas clasificadas como probables, basados en interpretaciones geológicas o geofísicas.
- 2) Reservas en formaciones en las que parece haber hidrocarburos, basados en núcleos o registros, pero tal vez los gastos de producción no son comerciales.
- 3) Reservas incrementales atribuibles a perforaciones de relleno que están sujetas a incertidumbre técnica.
- 4) Reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada donde el proyecto piloto esta planeado, pero no ha sido puesto en operación o cuando las características de la roca, fluidos y yacimiento, nos indican que se tiene una incertidumbre razonable de que el proyecto será comercial.
- 5) Reservas en una formación la cual tiene zonas productivas en otras áreas del campo, pero el área en estudio parece estar separada de las Reservas Probadas por una falla, y donde las interpretaciones geológicas indican que el área subyacente aparenta ser estructuralmente menor que las áreas probadas.
- 6) Reservas incrementales en un yacimiento probado que se encuentra produciendo, donde la interpretación de datos volumétricos o de producción, indican la posibilidad de que exista presencia de más reservas, que pueden ser clasificadas como probadas o probables.

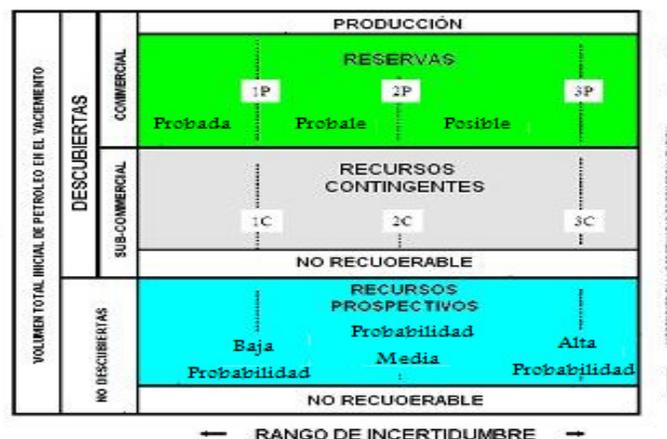


Fig.1.4 Clasificación de Recursos y Reservas ^{a3}

^{a3} Clasificación de Recursos y Reservas según los lineamientos de la SPE, Petroleum Resources Management System.

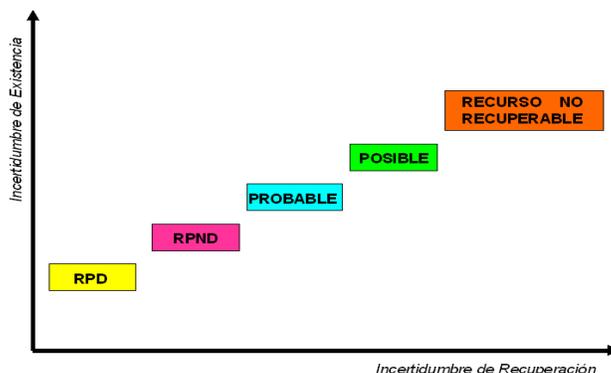


Fig.1.5 Categoría de reservas vs. incertidumbre ^{a4}

LINEAMIENTOS SPE

TABLA 1. CATEGORIAS DE RESERVAS, DEFINICIONES Y LINEAMIENTOS EN BASE A LA SPE.

Categoría	Definición	Lineamientos
Reservas probadas	Las reservas probadas, es la cantidad de hidrocarburos, que con los análisis de los datos técnicos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con un grado razonable de certidumbre y que son económicamente recuperables, a partir de una fecha determinada,	Si son utilizados métodos deterministas, se tienen datos razonables y certeza de que las cantidades se recuperarán. Si son usados métodos probabilistas, se debe tener como mínimo un 90% de probabilidad de que las cantidades recuperadas serán iguales o mayores a lo estimado. El área del yacimiento considerada como probada incluye: (1) el área delimitada por la perforación y por los contactos de

^{a4} RPD: Reservas Probadas Desarrolladas.
RPND: Reservas Probadas no Desarrolladas.

	<p>se conoce el yacimiento y las condiciones económicas, los métodos de operación y las regulaciones gubernamentales.</p>	<p>fluidos, (2) zonas adyacentes no perforadas que pueden ser juzgadas como productivas y económicamente recuperables, basados en la información geológica y de ingeniería.</p> <p>En la ausencia de datos sobre el contacto de fluidos, las cantidades probadas en el yacimiento están limitadas por los hidrocarburos más profundos conocidos (LKH) vistos en la perforación, a menos que la información geológica, de ingeniería o datos de producción evidencien lo contrario. Tal información puede incluir análisis de gradiente de presión e indicadores sísmicos. Los datos sísmicos por si solos pueden no ser suficientes para determinar el contacto de líquidos para las reservas probadas.</p> <p>Las reservas en áreas no-desarrolladas pueden clasificarse como probadas si:</p> <ol style="list-style-type: none">1) Están ubicadas en áreas del yacimiento no perforadas, pero que pueden ser juzgadas con gran certeza como económicamente productivas.2) Las interpretaciones disponibles de geociencias y de ingeniería indican con razonable certidumbre que la formación objetivo es lateralmente continua con localizaciones
--	---	--

		<p>probadas perforadas.</p> <p>Para reservas probadas, la eficiencia de la recuperación aplicada a estos yacimientos, debe definirse basada en un rango de posibilidades apoyado en analogías de ingeniería y teniendo en cuenta las características del área probada y aplicando un plan de desarrollo del campo.</p>
<p>Reservas probables</p>	<p>Las Reservas Probables son reservas adicionales, para las cuales los análisis de las geociencias y los datos de ingeniería indican que es menos probable que sean recuperadas que las Reservas Probadas, pero se tiene más certidumbre de que puedan ser recuperadas que las Reservas Posibles.</p>	<p>Son igualmente probables que las cantidades reales remanentes recuperables, deben ser mas o menos la suma de las probadas estimadas más las Reservas Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilistas, se debe tener mínimo el 50% de probabilidad de que las cantidades reales recuperables sean iguales o superiores a las 2P estimadas.</p> <p>Las Reservas Probables pueden ser asignadas a áreas adyacentes al yacimiento probado, en donde los datos disponibles de control o de interpretación tengan menor certidumbre. La interpretación de la continuidad del yacimiento tal vez no se conoce con razonable certeza.</p> <p>Las estimaciones Probables también incluyen las recuperaciones incrementales asociadas con el proyecto de eficiencia de recuperación más allá de las consideradas para las Probadas.</p>

<p>Reservas Posibles</p>	<p>Las Reservas Posibles son reservas adicionales en donde los análisis de geociencias y de ingeniería indican que existe menos probabilidad que sean recuperadas que las Reservas Probables.</p>	<p>Las cantidades totales finalmente recuperadas de proyecto tienen una probabilidad baja de exceder la suma de las reservas probadas mas probables mas posibles o 3P, equivalente al escenario más alto de estimación.</p> <p>Quando se utilizan métodos probabilistas, debe de haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades a recuperar serán iguales o mayores a las 3P estimadas.</p> <p>Las Reservas Posibles pueden ser asignadas a áreas adyacentes del yacimiento donde los datos de control e interpretación tienen una menor certidumbre de manera progresiva. Frecuentemente, estas pueden estar en zonas donde los datos proporcionados por geociencias e ingeniería no están en condiciones de definir claramente el área y los límites verticales del yacimiento para su producción comercial en un proyecto dado.</p> <p>Las estimaciones Posibles también incluyen estimaciones incrementales asociadas a la eficiencia del proyecto de recuperación mas allá de las asumidas para las Probables.</p>
<p>Reservas Probables y Posibles</p>	<p>(Criterios para separar Reservas Probables y Reservas Posibles.)</p>	<p>Las Reservas 2P y 3P estimadas pueden estar fundamentadas en razonables alternativas técnicas y comerciales de interpretación del yacimiento y/o que el tema</p>

		<p>del proyecto este claramente documentado, incluyendo la comparación de los resultados con proyectos exitosos similares.</p> <p>En las acumulaciones convencionales, las reservas Probables y/o Posibles pueden ser asignadas con datos de geociencias y de ingeniería dentro de la misma acumulación, pero son separadas de las áreas Probadas u otras discontinuidades geológicas. Las Reservas Probables o Posibles pueden ser asignadas a áreas estructuralmente más altas a las Reservas Probadas. Las Reservas Posibles (y en algunos casos Probables), pueden ser asignadas a áreas estructuralmente más bajas a las Reservas Probadas adyacentes o al área 2P (Probable).</p> <p>Se debe tener precaución en la asignación de reservas adyacentes al yacimiento aislado o potencialmente sellados, las fallas de este yacimiento son perforadas y se evalúa si es comercialmente productivo. Las justificaciones para asignar Reservas en todos los casos, deben ser claramente documentadas. Las Reservas no deben ser asignadas a áreas que están claramente separadas de las acumulaciones, conocidas como yacimiento no productivo (ausencia de yacimiento, reservas en zonas estructuralmente inferiores o pruebas con resultados negativos); estas áreas pueden</p>
--	--	---

		<p>tener Recursos Prospectivos.</p> <p>En las acumulaciones convencionales, en donde la perforación a proporcionado un alto conocimiento de las cantidades de petróleo, y existe la posibilidad de tener una capa de gas asociado, las Reservas Probadas de aceite sólo deben ser asignadas a la parte estructuralmente mas alta del yacimiento, si se tiene la certidumbre de que estas porciones de área tienen fluidos con presión superior a la del punto de burbuja, basados en análisis de ingeniería.</p> <p>A las porciones de yacimiento que no se ajusten a las características anteriores pueden clasificarse como Reservas Probables y Posibles de petróleo y/o gas basados en las propiedades del fluido del yacimiento y la interpretación del gradiente de presión.</p>
--	--	--

TABLA 2. DEFINICIÓN DEL ESTATUS DE LA RESERVA Y LINEAMIENTOS.

Estatus	Definición	Lineamientos
Reservas Desarrolladas	Las Reservas Desarrolladas son aquellas en que los hidrocarburos han sido recuperados por medio de pozos existentes e instalaciones.	Las Reservas son consideradas como desarrolladas sólo después de que las instalaciones necesarias han sido instaladas o cuando los costos para clasificarlas son relativamente menores comparados con el costo de un pozo. Cuando las instalaciones no sean necesarias, es importante reclasificar las Reservas Desarrolladas como No Desarrolladas. Las Reservas Desarrolladas pueden ser subclasificadas como productoras o no productoras.
Reservas Desarrolladas Productoras	Las Reservas Desarrolladas Productoras son aquellas en las que se ha disparado el intervalo productor y los pozos son puestos a producir en un tiempo estimado.	La recuperación mejorada es considerada como Reservas Producidas sólo después de que el proyecto de recuperación mejorada ha sido puesto en marcha.
Reservas Desarrolladas no Productivas	Las Reservas Desarrolladas no Productivas incluyen, pozos cerrados y las reservas detrás de la tubería.	Las Reservas por cierre se espera que sean recuperadas de alguna de las siguientes maneras: 1) Intervalos de terminación que están abiertos al momento de la estimación pero que aún no han sido puestos a producir. 2) Pozos que fueron cerrados por las condiciones actuales del mercado o para las conexiones de tuberías.

		<p>3) Pozos que no son capaces de producir por condiciones mecánicas.</p> <p>Las reservas detrás de la tubería se espera que sean recuperadas de zonas en donde existen pozos que requieren terminaciones adicionales o se trabajará en el futuro en una re-terminación para iniciar la producción.</p> <p>En todos los casos, la producción puede iniciarse o reestablecerse a costos relativamente bajos, comparados con la perforación de un nuevo pozo.</p>
<p>Reservas no Desarrolladas</p>	<p>Las Reservas no Desarrolladas son aquellas que se espera serán recuperadas a través de realizar intervenciones futuras.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Por la perforación de nuevos pozos en donde existen acumulaciones conocidas. 2) A partir de pozos existentes en otro yacimiento (conocido). 3) Pozos intermedios que aumentara la producción. 4) Donde una porción de inversión relativamente grande (por ejemplo, si se comparan con el costo de perforación de un nuevo pozo) es necesaria para: (a) una re-terminación en un pozo existente, o bien (b) instalaciones de producción o de transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

DEFINICIÓN DE RESERVAS SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DE LA U.S.

SEC

Introducción

En los últimos años, la estimación y clasificación de las reservas de petróleo han sido impactadas por el desarrollo de nuevas tecnologías, tal como la interpretación de la sísmica 3-D y la simulación de yacimientos. Las mejoras en los procesos computacionales han permitido un incremento en el uso de los métodos probabilistas para la estimación de reservas probadas. Estas han dado lugar a errores de coherencia y, por tanto, cierta confusión en los reportes presentados por los emisores públicos, de las reservas probadas de gas y aceite.

Las definiciones para reservas probadas de gas y aceite de la SEC se encuentran en el artículo 4-10 (a) del reglamento SX de la SECURITIES EXCHANGE ACT de 1934.

Como la mayoría de los ingenieros que se dedican a la clasificación de reservas se han dado cuenta, es difícil, si no imposible, escribir definiciones de reservas que cubran fácilmente todas las situaciones posibles. Cada caso tiene que ser estudiado en cuanto a su propia y única situación. Esto lo aplican en las definiciones de reservas, tanto en la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), como en las de la SEC.

La SEC sólo permite reportar en base a reservas probadas información determinista y nunca probabilista, ya que hasta el momento la SEC considera que sería especulativo reportar volúmenes de hidrocarburos con métodos probabilistas.

1.4 Reservas Probadas

a) Las reservas de petróleo probadas de aceite y gas, son las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y condensados, que la geología y datos de ingeniería han demostrado que tiene una certidumbre razonable de ser recuperados en los años futuros de yacimientos conocidos, a las condiciones económicas existentes y condiciones de operación, es decir, los precios y costos se toman a partir de la fecha de estimación.

Los precios incluyen la consideración del tipo de cambio en los precios existente para los acuerdos contractuales, pero no el aumento sobre la base de condiciones futuras.

La determinación del grado de certidumbre razonable se apoya en la geología y datos de ingeniería. Deben de existir datos confiables que nos indiquen: la tasa de declinación, el factor de recuperación, los límites del yacimiento, el mecanismo de empuje y las estimaciones volumétricas.

Si el área en cuestión es nueva en exploración y los datos de declinación, mecanismo de empuje en el yacimiento, factor de recuperación, gasto, etc., no están bien sustentados, es apropiado utilizar un enfoque conservador hasta que existan datos suficientes que justifiquen el empleo de parámetros menos conservadores de los parámetros para la estimación de las reservas probadas. El concepto de certidumbre razonable implica que, a medida que se disponga de mayor cantidad de datos técnicos, es más probable que la revisión sea para aumentar los volúmenes en lugar de disminuir.

Existen condiciones económicas y de operación, como: los precios de los productos, costos operativos, métodos de producción, técnicas de recuperación, transportación y el compromiso de comercialización.

Los cambios anticipados en las condiciones deben tener una certidumbre razonable de recuperar las correspondientes inversiones, para lograr que el cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen la estimación de los costos de abandono que pueden incurrir durante la duración de las licencias y permisos actuales.

Si los precios del aceite y gas son más bajos que la producción, es más rentable el cierre de las instalaciones, las reservas atribuidas al cierre no pueden ser clasificadas como probadas por lo que tienen que ser restadas de las mismas.

Este volumen puede ser incluido en las reservas probadas en los años posteriores siempre y cuando sean nuevamente económicamente rentables.

b) Los yacimientos de gas se consideran como probados, si su productividad económica es sustentada por la producción actual o por pruebas realizadas a la formación.

El área del yacimiento considerada como probada incluye la porción delimitada por la perforación y definida por los contactos gas-aceite y/o aceite-agua, si los hubiera, y las porciones adyacentes aún no son perforadas, pero que pueden, razonablemente ser evaluadas como económicamente productivas con base a la información geológica y datos de ingeniería. A falta de información sobre los contactos de los fluidos, el nivel más bajo de hidrocarburos conocido, controla los límites más profundos del yacimiento probado.

Las Reservas Probadas pueden ser atribuidas a zonas prospectivas, si se ha llevado a cabo una prueba concluyente de la formación, o si existe una producción económicamente rentable. Es claro para el personal de la SEC que la recuperación de pequeños volúmenes (por ejemplo 100 cm³) o una producción de unos pocos cientos de barriles por día en una locación remota no es necesariamente concluyente. Los registros tomados a agujero descubierto implican que el área del intervalo es productora, pero no es suficiente para incluirlas como Reservas Probadas. Si hay una indicación de la productividad económica ya sea para la formación o para pruebas de producción. Las reservas en lo legal y técnico deben justificar las áreas de drenaje alrededor del pozo proyectado bajo del contacto de fluidos conocido o los hidrocarburos más profundos conocidos (LKH), para que puedan ser consideradas como probadas.

Con el fin de atribuir las reservas a los lugares legales adyacentes al pozo, debe ser concluyente, la ambigüedad de los datos técnicos deben estar soportados por una razonable certeza en la producción de tal volumen y suficiente área legal para justificar económicamente el desarrollo sin ir por debajo del contacto de los fluidos o del LKH (Nivel más Profundo Conocido de Hidrocarburos).

c) Las reservas que pueden ser económicamente producidas por aplicaciones de técnicas de recuperación mejorada (como la inyección de fluidos) están incluidas en la clasificación de “probadas” cuando las pruebas han sido exitosas para el proyecto piloto, o la operación de un programa instalado en el yacimiento, proporciona soporte para los análisis de ingeniería en el que el proyecto está basado.

Si las técnicas de recuperación mejorada no han sido verificadas para el uso comercial en el área en que van a ser aplicadas, el volumen de hidrocarburos estimado que puede ser recuperado, no puede ser clasificados como reservas probadas, al menos que haya sido demostrado que los métodos empleados, pueden ser técnica y económicamente exitoso para el proyecto piloto o programa instalado en un volumen específico de roca. Tal demostración debe validar el estudio de factibilidad para el proyecto.

d) La estimación de reservas probadas no incluye lo siguiente:

- 1) Petróleo crudo que pueda ser obtenido de yacimientos conocidos pero es clasificado de manera separada como “reservas adicionales”.
- 2) Petróleo crudo, gas natural, y condensados, la recuperación de estos está sujeta a incertidumbre de tipo geológica, características del yacimiento, o factores económicos.
- 3) Aceite crudo, gas natural y condensado, que puedan estar en zonas prospectivas no perforadas.
- 4) Petróleo crudo, gas natural y condensado, que puedan ser recuperados a partir de aceite proveniente de arcillas, carbón, gilsonita y de otras fuentes.

La incertidumbre geológica en las características del yacimiento tal como la permeabilidad relativa, continuidad del yacimiento, sello natural o fallas, configuración estructural y otras características no conocidas pueden impedir que las reservas sean clasificadas como probadas.

La incertidumbre económica, precios rentables y reservas marginales, no muestran un flujo de efectivo positivo, pueden impedir que las reservas sean clasificadas como probadas.

Hidrocarburos “fabricados” después de un extenso tratamiento a la gilsonita, al carbón, al aceite de pizarras son algunas actividades mineras notificables en virtud de la Guía Industrial 7. Estas no pueden ser llamadas reservas probadas de gas o aceite. Sin embargo el gas metano obtenido de la extracción de carbón puede ser clasificado como Reserva Probada si la recuperación de éste, es económicamente rentable.

En el desarrollo de áreas, los volúmenes estimados por los pozos existentes, con pruebas de formación o producción limitada, no pueden ser clasificados como Reservas Probadas. Los emisores deberán demostrar que existe una certeza razonable, que existe un mercado para los hidrocarburos y un método económico para su extracción, tratamiento y transporte, para el mercado existente o que es factible y probable que exista en un futuro cercano. Un compromiso de la compañía para el desarrollo de la infraestructura para lograr la producción necesaria, tratamiento y transporte, es esencial que las reservas sean clasificadas como probadas no desarrolladas. Una significativa falta de progreso en el desarrollo de esas reservas puede ser evidencia de una falta de compromiso. La afirmación de este compromiso toma forma con la firma de los contratos de compra de dichos productos; solicitudes de propuestas para construir instalaciones; firmando la aceptación de las ofertas propuestas; memorándums de entendimiento entre las organizaciones y el gobierno; los planes de empresa y los calendarios establecidos; aprobación de los gastos para la construcción de instalaciones; aprobación de los documentos de préstamo para el financiamiento de la infraestructura necesaria; aprobación de los permisos ambientales, etc.

Un requisito para la atribución de Reservas Probadas, es que se encuentren aprobados con una certeza razonable la adquisición del financiamiento del proyecto por parte de la empresa. Una excesiva demora en el calendario de desarrollo, podría introducir suficiente duda, para evitar la atribución de las reservas.

e) Las Reservas Probadas desarrolladas de gas y aceite son reservas que se espera puedan ser recuperadas con los pozos, instalaciones y métodos de operación existentes. Las cantidades de petróleo y gas adicionales, que se espera serán recuperadas por medio de la aplicación de inyección de fluidos u otra técnica de recuperación mejorada, para sustituir las fuerzas naturales y mecanismos de recuperación primaria deben ser incluidos en “Reservas Probadas Desarrolladas”, sólo

después de que las pruebas para el proyecto piloto o que la operación del programa instalado ha confirmado a través de la producción, que el aumento de la recuperación se logra.

Actualmente, los pozos productores y pozos en espera de reparaciones menores, perforaciones adicionales o de un tratamiento de estimulación, son ejemplos de Reservas Probadas Desarrolladas, ya que la mayoría de los gastos para el desarrollo de las reservas ya se han hecho.

Reservas Probadas Desarrolladas por métodos de recuperación mejorada pueden ser asignadas después de poner en operación el programa piloto que ha sido instalado y que este nos muestra una repuesta positiva en la producción. En el caso del proyecto completamente instalado, la respuesta debe ser vista antes, para que las Reservas Probadas Desarrolladas puedan ser asignadas como tal. Si el proyecto no sigue su programa, sólo pueden ser asignadas como Reservas Probadas Desarrolladas, soportadas por su comportamiento real. Aquí un punto importante es que la atribución del desarrollo incremental de las Reservas Probadas mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada, requiere la instalación de los equipos y un aumento de la producción.

f) Reservas Probadas no Desarrolladas de gas y de aceite son reservas que se espera sean recuperadas por medio de nuevos pozos en áreas no perforadas, o por pozos existentes donde no se tienen los gastos suficientes y se requiere una reparación. Las reservas en áreas no perforadas deben ser limitadas por las unidades perforadas en las que tenemos una razonable certeza de que tendremos producción cuando perforemos. Reservas Probadas para otras localizaciones no perforadas pueden ser asignadas sólo cuando se pueda demostrar con certeza que existe una continuidad en la producción para la formación productora existente. Bajo ninguna circunstancia deben estimarse Reservas Probadas No desarrolladas, atribuyéndose a ninguna área en la cual se aplica inyección de fluidos u otro método de recuperación mejorada, a menos que estas técnicas hayan demostrado eficiencia en pruebas reales de la zona y en el mismo yacimiento.

La SEC señala que dicha definición no contiene ninguna modificación para la mitigación de la palabra certidumbre. Además, la continuidad de la producción requiere más que la indicación de la estructura técnica sea favorable por sí sola (por ejemplo, datos

sísmicos) para encontrar las pruebas de que existen Reservas Probadas No desarrolladas. En general, las reservas probadas no desarrolladas pueden ser asignadas a áreas con justificaciones de tipo legal y técnicas o con la existencia de un pozo en producción (pero no estructuralmente inferior a LKH). Si hay al menos dos pozos en el mismo depósito que están separados por una distancia mayor a la legal y que muestran comunicación (continuidad en el yacimiento), las Reserva Probadas No desarrolladas pueden ser asignadas entre dos pozos, aunque la ubicación en cuestión sea mayor que el área del pozo.

En este ejemplo, los datos sísmicos podrían utilizarse para sustentar esta asignación ya que nos muestran la continuidad del yacimiento entre los pozos, pero los datos requeridos, serán la prueba concluyente de la comunicación para las pruebas de producción o de presión. Personal de la SEC hace hincapié en que las Reservas Probadas no pueden ser asignadas a zonas lejanas al pozo productor, si en este yacimiento no existen otros pozos, aunque existan datos sísmicos.

El uso de alta calidad en la calibración de los datos sísmicos, puede mejorar la descripción del yacimiento para la caracterización volumétrica (Ej. Contacto de los fluidos). Sin embargo, los datos sísmicos no son un indicador de la continuidad y de la producción, y por eso, no pueden ser el único indicador para las Reservas Probadas Adicionales, mas allá de las justificaciones técnicas y legales y del área de drenaje de los pozos que se perforaron. La continuidad de la producción tiene que ser demostrada por algún otro método diferente a los datos sísmicos.

En un nuevo yacimiento con pocos pozos, la simulación de yacimientos o la aplicación generalizada de correlaciones para la recuperación de hidrocarburos, no deben ser considerados métodos confiables para demostrar el incremento en las Reservas Probadas No desarrolladas. Con sólo unos pozos como datos puntuales, para construir un modelo geológico y la historia de comportamiento para validar los resultados con una historia aceptable, los resultados del modelo de simulación o del modelo de balance de materia, pueden ser de tipo especulativo.

Los resultados de los modelos de simulación matemática o balance de materia, no deben considerarse con razonable certidumbre para que ocurran en toda la extensión

en el campo, pero pueden ser considerados para el cálculo de Reservas Probadas No desarrolladas adicionales.

La aplicación de correlaciones de recuperación para un área no específica en el campo, no es lo suficientemente confiable para ser la única fuente para el cálculo de Reservas Probadas.

Las Reservas no pueden ser clasificadas como Reservas Probadas No desarrolladas, basados en técnicas de recuperación mejorada hasta el momento en el que sea probada su eficiencia en el yacimiento o en un yacimiento análogo en la misma formación geológica en un área inmediata. Un yacimiento análogo es aquel que tiene los mismos valores de porosidad, permeabilidad, distribución de permeabilidad, espesor, continuidad y saturación de hidrocarburos.

g) En algunos casos, las Reservas Probadas pueden ser asignadas a los yacimientos, basados en la combinación de registros eléctricos y de otro tipo y análisis esenciales, los cuales nos indican que un yacimiento análogo o similar en el mismo campo, pueden ser productores o tienen una prueba de producción que demuestran lo anterior.

Si la combinación de datos de un registro a agujero descubierto y pruebas de fondo, son un apoyo para la productividad económica y un indicador para las propiedades del yacimiento, son análogos con un yacimiento similar en el mismo campo que es productor o esta demostrada su capacidad de producir mediante pruebas de formación, las reservas pueden ser clasificadas como probadas. Este sería probablemente un caso raro, especialmente en el caso de exploración. La esencia de la definición de la SEC es que en la mayoría de los casos hay por lo menos una prueba concluyente de formación, en el nuevo yacimiento, antes de que cualquier reserva pueda ser considerada como probada.

h) Las normas financieras exigen que “los flujos de efectivo futuros.....se calculen mediante la aplicación de los precios de fin de año del gas y del aceite, en relación con las cantidad de reservas probadas a fin de año que tiene la empresa. Esto requiere del uso de precios fiscales determinados por el mercado en el último día (fiscal) del año, es decir al 31 de diciembre de cada año.

El promedio mensual no es el precio del último día del año, a pesar de que puede ser el precio recibido por la producción en el último día del año. También se establece que los costos de producciones futuras deben estar basados en las cifras de día de año, con el supuesto de las condiciones económicas existentes.

i) Los métodos probabilistas para la estimación de reservas se han vuelto más útiles para el cálculo y más importantes porque son aceptados por organizaciones como la SPE. El personal de la SEC considera que sería prematuro emitir cualquier tipo de criterio de certidumbre en este momento. La SPE ha especificado un 90% de nivel de certidumbre para la determinación de la Reservas Probadas mediante métodos probabilistas. Sin embargo, muchas instancias, que han trabajado antes y ahora en la metodología deterministas, utiliza una mediana o alta estimación para Reservas Probadas.

Dada la probabilidad de aumento subsecuente o revisión positiva en la estimación de las Reservas Probadas, debe ser mucho mayor que la probabilidad de una disminución, vemos una contradicción que debe resolverse.

Si los métodos probabilistas son usados, la limitación de los criterios en las definiciones de la SEC, tales como LKH (nivel más profundo de hidrocarburos conocido), siguen en vigor y deben ser honrados.

El agregar Reservas Probadas probabilistas puede resultar en la estimación de grandes reservas (debido a la disminución de la incertidumbre en la recuperación) que el simple aumento del comportamiento. Se requiere la conciliación de las anteriores para efecto de los reportes financieros.

1.5 Proyectos Basados En La Evaluación De Recursos

El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un proyecto de recuperación, o proyectos asociados con la acumulación de petróleo, estimando las cantidades de petróleo inicial en el yacimiento, la porción de esas cantidades que puede ser recuperada para ese proyecto, y clasificando los proyectos basados en su estatus o probabilidad comercial.

Este concepto de los proyectos basados en la clasificación son de mucha ayuda para examinar los primeros datos que contribuyen a la evaluación de los recursos recuperables totales (ver Fig. 1.6) el cual puede ser descrito con el siguiente diagrama:

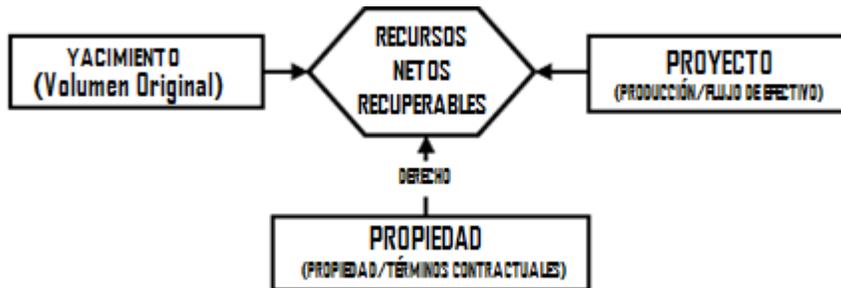


Fig. 1.6 Evaluación de los datos fuente de los recursos^{a5}

- El yacimiento (acumulación): Sus principales atributos incluyen las calidades y cantidades de petróleo inicial en el yacimiento y las propiedades del fluido y roca afectan a recuperación de petróleo.
- El proyecto: Cada proyecto aplicado al desarrollo de un yacimiento genera un flujo de efectivo y producción únicos. El tiempo de integración de este programa del proyecto técnico, económico, o límite contractual, define a los recursos recuperables estimados y los futuros flujos de efectivo asociados al proyecto, para este proyecto. La proporción de EUR (Reserva Original de Hidrocarburos) de las cantidades iniciales totales en el yacimiento, definen en última instancia, la eficiencia de recuperación para el proyecto de desarrollo. Los proyectos pueden

^{a5} Evaluación de datos fuente de los Recursos, Petroleum Resources Management System.

ser definidos en diferentes niveles y etapas de madurez; estos pueden incluir uno o más pozos y su producción asociada así como la transformación de sus instalaciones. En un proyecto se pueden desarrollar varios yacimientos, o muchos proyectos pueden ser aplicados a un solo yacimiento.

En el contexto de esta relación de datos, el “proyecto” es el elemento principal considerado en la clasificación de recursos, y los recursos recuperables netos son las cantidades incrementales derivadas de cada proyecto. El proyecto representa la unión entre la acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones. El proyecto puede, por ejemplo, constituir el desarrollo de un solo yacimiento o campo, o el desarrollo incremental de la producción de un campo, o el desarrollo integrado de varios campos y recursos asociados con una propiedad común. En general, un proyecto individual representa el nivel en el que se toma una decisión para saber si esta procederá o no (es decir, gastar más dinero) y debe existir un rango asociado a la estimación de cantidades recuperables para ese proyecto.

Una acumulación o acumulación potencial de petróleo puede estar sujeta a varios y distintos proyectos que se encuentran en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en diferentes clases de recursos simultáneamente. Con el fin de asignar los recursos recuperables de cualquier clase, el plan de desarrollo necesita estar constituido por uno o más proyectos. Incluso en el caso de los recursos prospectivos, la estimación de las cantidades recuperables, debe ser expresada en términos de las ventas de productos derivados del programa de desarrollo, asumiendo éxito en el descubrimiento y desarrollo comercial. Dadas las principales incertidumbres que envuelven esta primera etapa, el programa de desarrollo no debe tener el detalle esperado en las etapas de madurez. En muchos casos, la eficiencia de recuperación puede estar basada en proyectos análogos.

Las cantidades originales en el yacimiento que no sean factibles para este proyecto no pueden ser definidas como actuales, o previsor de mejoras razonables, tecnológicamente están clasificadas como irrecuperables.

No todos los planes de desarrollos técnicamente posibles pueden ser comerciales. La factibilidad comercial en los proyectos de desarrollo depende de la previsión de las condiciones que existen durante el periodo de tiempo que abarcan las actividades del proyecto. “Condiciones” incluyen factores: tecnológicos, económicos, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Mientras los factores económicos pueden ser resumidos a la previsión de los costos y precios de los productos, las influencias subyacentes incluyen, pero no están limitadas a, condiciones de mercado, transportación e infraestructura de procesos, términos fiscales e impuestos.

Las cantidades recuperables son estimadas por los volúmenes producibles en el proyecto, de acuerdo a especificaciones de la presentación en el punto de venta o transferencia. La producción acumulada a partir de la fecha de evaluación de interés, con cese de la producción, es la cantidad recuperable. La suma de los flujos netos anuales asociados a los rendimientos futuros. Cuando los flujos de efectivo son descontados de acuerdo a la tasa de descuento definida y el periodo de tiempo, a la suma del flujo de efectivo descontado se le denomina Valor Presente Neto (VPN) de los proyectos.

Los datos de soporte, procesos analíticos y las hipótesis usadas en una evaluación deben ser documentados con el detalle suficiente, para permitir a un evaluador independiente o auditor, entender claramente las bases de la estimación y categorización de las cantidades recuperables y su clasificación.

Métodos de determinación de reservas y su rango de aplicación.

Introducción

Los proyectos son clasificados dependiendo de su naturaleza, la estimación de los fluidos recuperables basados en un proyecto definido y tomando en cuenta su incertidumbre pueden ser clasificados en diferentes categorías usando uno o una combinación de procedimientos analíticos. Estos procedimientos pueden aplicarse utilizando una incremental (basados en el riesgo) y/o por medio de aproximaciones, además, los métodos para estimar la incertidumbre relativa de las cantidades recuperables pueden emplear tanto métodos deterministas como probabilistas.

Los procedimientos analíticos para estimar las cantidades recuperables se dividen en tres categorías:

- 1) Analógicas.
- 2) Estimaciones volumétricas.
- 3) Análisis basadas en el comportamiento.

Incluyen, balance de materia, declinación de la producción, y otros análisis del comportamiento de la producción. La simulación de yacimientos puede ser utilizada en cualquiera de los métodos volumétricos o en el análisis basado en el comportamiento.

Antes y después del descubrimiento se realizan evaluaciones típicas con datos análogos del campo y estimaciones volumétricas. Después de que comienza la producción se cuenta con información disponible del gasto y presión, en ese momento se puede aplicar el análisis basado en el comportamiento.

En cada uno de los métodos, los resultados no son la cantidad exacta de petróleo recuperable, si no más bien nos muestran un rango de valores que refleja la incertidumbre del volumen original de hidrocarburos en el yacimiento y la eficiencia de recuperación.

2.1 Método de Analogía

Usando la producción de otro yacimiento que sea semejante o análogo al yacimiento que se esté estudiando puede hacerse una comparación directamente pozo a pozo o una recuperación base. El primero sería utilizado para determinar la recuperación de gas o aceite promedio por pozo para el yacimiento análogo y aplicando una recuperación similar o ajustada del pozo en el yacimiento estudiado. La segunda técnica utiliza unidades de producción o recuperación en barriles por acre-pie o miles de pies cúbicos por acre-pie. La técnica de analogía utiliza una simple comparación pozo a pozo, puede ser la menos precisa de las técnicas de estimación de reservas. Sin embargo, puede hacer una valiosa aportación en la estimación de reservas. Ya sea como suministro de datos de recuperación para el método volumétrico, o para que actúe como control cuantitativo sobre los resultados.

Cuando se utiliza el método analógico, las reservas estimadas deben considerar similitud en el espaciamiento, edad geológica, propiedades de la roca y del fluido, profundidad, presión, temperatura, tamaño del yacimiento, espesor y mecanismo de empuje en el yacimiento. Al ajustar la recuperación puede que no tengamos ninguna diferencia entre el yacimiento análogo y el yacimiento en estudio.

Antes de seleccionar el yacimiento análogo, es muy usual el desarrollo de una “curva tipo” del comportamiento de un pozo característico. Esto se puede hacer para normalizar a un grupo de pozos a una misma fecha de inicio. Para estos datos puede ser desarrollada una curva que represente el comportamiento típico de los mismos. Una curva de tipo exponencial nos puede definir la tasa de declinación y una curva de tipo hiperbólica nos puede definir el exponente hiperbólico, tasa de declinación inicial, y la tasa mínima de declinación. Las curvas tipo pueden ser usadas en futuros programas de producción para determinar reservas para métodos análogos y volumétricos.

La analogía entre yacimientos y pozos en áreas cercanas, con datos similares de: roca y propiedades del fluido, profundidad y espaciamiento entre los pozos, tal vez es el único método viable de estimación de reservas en los casos en donde no hay datos definitivos del desarrollo del pozo o de las características del yacimiento. La analogía debe ser aplicada antes de la extracción y se debe considerar usar este método cuando se estudien áreas con producción previa. Se reconoce que las analogías no son perfectas, y la estimación de reservas ajustando los datos históricos de producción utiliza métodos teóricos.

2.2 Método Volumétrico

La determinación de las reservas de gas y/o aceite por el método volumétrico requiere tres pasos básicos: (1) Estimación del volumen original de roca, (2) Estimación de las propiedades de la roca y de los fluidos, que sean necesarias para calcular el gas y/o el aceite contenido en el yacimiento, (3) Determinación de la porción de aceite recuperable. Errores en los datos en cualquiera de las tres áreas puede dar como resultado valores poco confiables en la estimación de reservas. Otros factores que pueden influenciar son la composición geológica y la densidad que existe en los pozos.

El uso de alta calidad, cuantitativa (calibración para control de pozos) para datos sísmicos de dos y tres dimensiones pueden significar una mejor descripción del yacimiento, esto no sería posible solo con datos sub-superficiales.

La estimación del volumen inicial de roca puede ser simple, si multiplicamos el espaciamiento entre un solo pozo o área de drenaje por el espesor total de la zona, dado por el registro del pozo, en el caso de un complejo multi-pozo, esta dado por el espesor del mapa de isopacas del yacimiento, hecho mediante un estudio geológico. Si los datos disponibles son lo suficientemente confiables, se puede tener un perfeccionamiento del método, tomando en cuenta el volumen de poro que se tiene en la zona y no sólo utilizando el espesor.

Las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento son obtenidas por registros, de fondo, y/o sacando una muestra, para cada pozo. El contacto de los fluidos es usualmente identificado por registros de respuesta de pozo, pruebas de pozo, gradientes de presión o estimaciones basadas en la relación de la presión capilar. Además, las características del yacimiento y áreas de drene pueden ser determinadas por datos de pruebas de presión transitoria y/o datos de calibración sísmica.

La recuperación de hidrocarburos del yacimiento puede ser una fracción del volumen original de gas y aceite en el yacimiento (por ejemplo, la eficiencia de recuperación), o es el volumen de gas o aceite por el volumen original (yacimiento) de roca (ejemplo, factor de recuperación). La recuperación, por medio de la eficiencia o factor de recuperación, pueden ser obtenidos por el Método Análogo, ecuaciones de saturación residual, correlaciones empíricas, o modelos de cálculo, así como con balance de materia o simulación numérica de yacimientos.

El método volumétrico es uno de los más usados, empleado en las etapas iniciales,

cuando se comienza a conocer el campo o yacimiento ya que requiere de muy poca información. Se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, como es su área y el espesor neto.

A partir de este método se puede calcular:

El volumen original (N). El cual está dado por el volumen bruto de la roca del yacimiento, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del hidrocarburo.

$$N = \frac{7758Ah\phi S_{oi}}{B_{oi}}$$

Donde:

N = Volumen original de aceite, en [bl]

A = Área del yacimiento [acres]

h = Espesor promedio [pies] (intervalo de aceite)

ϕ = Porosidad promedio [fracción]

S_{oi} = Saturación de aceite inicial [fracción]

B_{oi} = Factor de volumen del aceite [bl/bl]

El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento, los valores promedio de la porosidad y saturación de aceite, a partir de datos de registros de pozos y de análisis de núcleos, y el factor de volumen del aceite, de análisis *PVT* o de correlaciones.

Además por medio de este método es posible también calcular o estimar las reservas de hidrocarburos, al multiplicar el volumen original de hidrocarburos por un factor de recuperación, el cual es estimado a partir de las propiedades petrofísicas del sistema roca fluidos y de las propiedades de los fluidos

Factor de recuperación:

a) yacimientos con empuje por gas en solución:

$$E_R = 41.815 \left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.1611} * \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0.0979} * (S_{wi})^{0.3722} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{0.1741}$$

b) Yacimientos con empuje hidráulico (arenas y calizas):

$$E_R = 54.898 \left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0.0422} * \left(\frac{k\mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} * (S_{wi})^{-0.1903} * \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

Recuperación final y cálculo de reservas a partir del método volumétrico:

$$R_F = N * E_R$$

Donde:

R_F = Recuperación final o reserva total

N = Volumen original

$$Reserva = N - R_F$$

El volumen del gas disuelto en el aceite original, está dado por:

$$G_s = N * R_{si}$$

Donde:

G_s = gas en solución original [$pies^3$]

R_{si} = relación gas-aceite inicial [$pies^3 / bl$]

Si el yacimiento tiene casquete gaseoso original, éste está dado por:

$$G = \frac{7758 Ah \phi S_{gi}}{B_{gi}}$$

Donde:

G = Gas libre original [*pies*³]

S_{gi} = Saturación de gas inicial [fracción]

B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial [*bl / pies*³]

h = Espesor promedio [*pies*]

Principales ventajas del Método Volumétrico:

- Es muy económico.
- No requiere mucha información
- Da una estimación inicial aceptable
- Puede servir como base para el empleo de otros métodos

Principales desventajas del Método Volumétrico:

- No es muy exacto
- Realiza demasiadas consideraciones promedio
- Considera propiedades homogéneas

2.3 Análisis de Modelos.

El presente método aceptado de análisis de modelos para predecir reservas incluye: balance de materia, análisis de curvas de declinación y modelos de simulación de yacimientos. Frecuentemente, estos métodos son aplicados de manera independiente para el análisis de un mismo problema.

2.3.1 Balance de Materia.

El yacimiento es considerado como un tanque en donde la ecuación de balance es escrita y resuelta para una serie de pasos en la declinación de la presión.

La ecuación de balance predice el comportamiento del tanque, la exactitud del método depende de la estimación correcta de las propiedades promedio de la roca y de los fluidos, del tamaño y características del acuífero, y especialmente, de la presión promedio. El Balance de Materia es generalmente la aproximación más válida en yacimientos con alta permeabilidad, debido a la mejora en la igualdad de presión. Los resultados del método volumétrico, son generalmente introducidos en los cálculos de Balance de Materia, para reducir las interpretaciones ambiguas.

Las ecuaciones de Balance de Materia se han publicado y usado en la industria petrolera por muchos años. Algunas formas de la ecuación son teóricamente más precisas que otras; pero incluso la más rigurosa ecuación de Balance de Materia, no puede superar la falta de datos y/o no tener el comportamiento del Yacimiento.

Se utiliza más extensamente el método gráfico de Balance de Materia para pozos de gas seco y pocos condensados, la gráfica está formada por p/z vs. Producción acumulada de gas. Se establece un volumen del yacimiento fijo (sin entrada de agua) y se desprecia la compresibilidad de la roca y del líquido. Los datos requeridos se limitan a la densidad del gas y los datos de presión al final del periodo de producción. A menos que el yacimiento tenga presión anormal, sólo con algunas mediciones de presión, suele ser suficiente para establecer una tendencia que puede extrapolarse para estimar reservas, para la presión de abandono. El método p/z es válido sólo para campos de gas y condensado, si los volúmenes de gas equivalente o condensado son incluidos en la producción acumulada y es utilizado el factor de compresibilidad de las 2 fases z. Se recomienda precaución de no tener entrada de agua o acuífero activo antes de que se ponga en marcha este método.

Si el método p/z está siendo usado en un área en donde existe la posibilidad de empuje por entrada de agua, la suposición de que la entrada de agua no ocurre, que es esencial en este método, debe ser revisada, tanto para resolver la ecuación de balance de materia como para el volumen original en el yacimiento, asumiendo que al término de la entrada de agua es cero. Si el cálculo del volumen original en el yacimiento es relativamente constante, entonces el método gráfico de p/z es generalmente válido.

En algunos casos, la variable de entrada de agua puede ocurrir de tal manera que nos da la impresión de que no se tiene entrada de agua. Por lo tanto, cuando sea práctico, el método volumétrico es recomendado como un control de la certidumbre de las reservas determinadas por este método.

El método gráfico p/z contra la producción acumulada debe ser aplicado a todos los yacimientos. El método es usado para análisis de un solo pozo, pero está sujeto a un error significativo si se cambia de condiciones (como cambiar el área de drenaje del pozo), se produce después de la estimación, si ocurre interferencia de otros pozos en el yacimiento durante la prueba.

El método p/z no puede ser utilizado sólo cuando se hacen estimaciones de producciones futuras para yacimientos con pozos de gas.

El análisis de las curvas de declinación de la producción o gasto contra tiempo pueden abarcar un solo pozo o varios. Además, las curvas de declinación de producción contra tiempo pueden ser otra técnica para el análisis de la tendencia de la producción, incluyendo al logaritmo del radio agua-aceite o logaritmo del corte de aceite vs. Producción acumulada de aceite. Para un solo pozo, la estimación de reservas puede ser hecha extrapolando otros datos (Ej. Presión de flujo en la tubería o flujo fraccional de aceite), para estimar reservas antes de que inicie la declinación actual. Para análisis multi-pozos o para un solo pozo, después de que comience la declinación actual, implicará un ajuste en la disminución de la producción observada, usando uno o varios de los modelos matemáticos aceptados de gasto/tiempo. (Ej. Hiperbólico, armónico, o exponencial). El uso del método de "análisis de curvas de declinación", tiene una gran ventaja sobre el uso de los métodos Análogo y Volumétricos, porque la tendencia de la declinación también estabiliza las futuras tasas de producción.

El análisis de las curvas de declinación es el método más frecuentemente usado para la estimación de la producción de reservas. Sin embargo, el método puede producir

resultados erróneos. Teóricamente, en un pozo produciendo a su capacidad de flujo, se le debe establecer una curva de declinación hiperbólica hasta que las condiciones alcanzadas en la frontera sean estables. Una vez que el área de drenaje de los pozos se ha estabilizado, la producción declina debido al agotamiento de la presión, este fenómeno puede ser expresado por diferentes ecuaciones hiperbólicas. Un yacimiento en el cual la presión está soportada por mecanismo de entrada de agua o mantenimiento de presión, la declinación de la producción está principalmente en función de la relación del flujo fraccional, y no de la caída de presión. El mantenimiento de la presión por inyección de fluidos externos, requiere un análisis especial, porque los cambios en los volúmenes inyectados afectan la relación de declinación gasto/tiempo. La estimación de reservas necesita que se entienda la teoría de la declinación de la producción y poder reconocer y ajustar la capacidad de producción.

El uso de computadoras para realizar el análisis de las curvas de declinación puede facilitar mucho la estimación de reservas, pero no es razón suficiente para no evaluar las causas subyacentes del comportamiento del yacimiento y el pozo, tal como su capacidad normal de declinación de la producción, restricciones, declinación rápida de la presión, incremento en la producción de agua, incremento en la contrapresión en el pozo, cambio en otras condiciones de operación, producción de arena, etc. La estimación solo debe ser usada para juzgar si se debe o no aplicar la declinación hiperbólica, para establecer la declinación mínima. Este gasto puede ser estimado por observación del comportamiento de pozos similares con una larga historia de producción. Las proyecciones de las curvas de declinación son válidas usualmente para pruebas multipozos si el evaluador ajusta correctamente la suma y la resta de los pozos y de los otros componentes que se mencionan anteriormente.

El modelo del yacimiento o simulación puede ser considerada como un complemento de la ecuación de balance de materia. En lugar de considerar al yacimiento un solo tanque como tradicionalmente se hace en balance de materia, la simulación de yacimientos, divide al mismo en muchos "tanques" adyacentes (células o puntos de malla). La red resultante de las ecuaciones simultáneas para cada "tanque" requiere soluciones en la computadora. Si los datos son buenos y suficientemente confiables, la simulación de yacimientos modelada por computadora puede ser una predicción futura confiable para las zonas adyacentes. Consecuentemente, las reservas pueden ser estimadas por componentes de ingeniería simultáneos, demostrados con programas de computadora

usando datos lo suficientemente aceptables. Las reservas estimadas por simulación numérica tienen una credibilidad adicional ya que los parámetros para la descripción del yacimiento pueden ser verificados, para obtener una buena calidad en los datos de historia de producción de fluidos y comportamiento de la presión.

Se debe tener mucho cuidado de no extrapolar los resultados de la simulación de yacimientos más allá de los límites lógicos. Debido a que esta técnica es como un tipo de “caja blanca” de magia y sofisticación, la no iniciación puede darse cuando los límites normales de los parámetros computacionales han sido excedidos. Esto es un incremento en la estimación de reservas para indicar por escrito las técnicas usadas para modelar la estimación de reservas y la confiabilidad de la computación.

Siempre que sea posible, más de un método debe ser usado para el cálculo de reservas. Esto es especialmente importante en la estimación de reservas difíciles. Como las de nuevos yacimientos, con una corta historia de producción, y/o yacimientos complejos (arenas, yacimientos altamente fracturados, con dos o más tipos de porosidad, etc.)

Las reservas estimadas pueden tener un buen nivel de certidumbre usando los resultados pueden ser verificados por dos o más métodos. Esto puede ser llamado la combinación de métodos para estimar reservas, esto es usado para mejorar la calidad de las reservas estimadas o para identificar problemas en el área, que es un elemento importante en el proceso de estimación de reservas.

Este método es uno de los más empleados en la actualidad con muy buenos resultados. Su utilización se lleva a cabo en un principio, ya que es económico y no requiere de mucha información; se basa en el principio de conservación de la masa, es decir; considera solo la transformación de esta, existiendo siempre un balance en el que no existen pérdidas, la masa que entra es igual a la masa que sale, de forma similar, masa que se expande es igual a la masa que se produce.

Este método se fundamenta en los procesos de desplazamiento que existen en el yacimiento al existir un ΔP (caída de presión); es decir, al darse una diferencial de presión en el yacimiento, se presenta un proceso de expansión de los fluidos y de la formación, que constituyen al mismo, dando como consecuencia un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos.

El Balance de materia permite calcular volúmenes originales y realizar pronósticos de producción más reales que los efectuados con los métodos volumétricos.

Los supuestos básicos que hace esta técnica son:

1. Modelo de tanque homogéneo (esto es, las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todo el yacimiento)
2. La producción e inyección de fluidos ocurre a través de puntos de sólo producción o sólo inyección.
3. No hay dirección del flujo de fluidos.

2.3.1.1 Conceptos y ecuaciones fundamentales empleadas por el método de balance de materia.

- **Relación de solubilidad:** Se define como el volumen de gas disuelto en el aceite medido a condiciones estándar entre el volumen de aceite muerto (sin gas disuelto) medido a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{Vol_g \text{ disuelto @ } c.s.}{Vol_o \text{ @ } c.s.}$$

- **Relación gas aceite instantánea:** Se define como el gasto de aceite más el gasto de gas disuelto más el gasto de gas libre medidos a condiciones estándar entre el gasto de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$RGA = \frac{q_o + q_g \text{ disuelto} + q_g \text{ libre @ } c.s.}{q_o \text{ @ } c.s.}$$

- **Factor de volumen del aceite:** Se define como el volumen aceite con gas disuelto medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{Vol_o + Vol_g \text{ disuelto @ } C.Y.}{Vol_o \text{ @ } C.S.}$$

- **Factor de volumen del gas:** Se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas, pero medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{Vol_g @ C.Y.}{Vol_g @ C.S.}$$

- **Factor de volumen total:** El factor de volumen de la fase mixta se define como el volumen de aceite más su gas disuelto más el volumen de gas libre medidos a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite sin gas disuelto medido a condiciones estándar.

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

- **Saturación del fluido:** La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido V_f medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros V_p ; es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

- **Porosidad:** Se define como el volumen de poros de la roca V_p entre el volumen total de la roca V_r .

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

- **Compresibilidad del aceite:** La compresibilidad es una medida del cambio del volumen del fluido con la presión. Siendo así la compresibilidad del aceite se define como la variación en el volumen del aceite con respecto a la presión.

$$C_o = \frac{2}{B_{o2} + B_{o1}} \frac{B_{o2} - B_{o1}}{P_1 - P_2}$$

- **Compresibilidad total:** La compresibilidad total se refiere a la variación que presenta el volumen del sistema roca-fluidos con la presión.

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o}$$

- **Saturación en la zona de aceite:** Se define como el volumen de aceite contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_o = 1 - S_w$$

- **Saturación en la zona de gas:** Se define como el volumen de gas contenido en el medio poroso. En este caso se encuentra representado como fracción:

$$S_g + S_w = 1$$

- **Expansión:** Se define como una variación en el volumen, ya sea de los fluidos, de la formación o del sistema roca-fluidos, que es inversamente proporcional a la presión:

$$Exp = VC\Delta P$$

- **Relación volumen original de gas y volumen original de aceite:** Se define como el volumen original de gas a condiciones de presión y temperatura del yacimiento entre el volumen de aceite a condiciones de presión y temperatura también del yacimiento.

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Yacimientos de aceite.

Las ecuaciones generales de balance de materia para yacimientos de aceite, contienen tres incógnitas: aceite original in-situ, (NB_{oi}), tamaño del casquete gaseoso (GB_{gi}), y la entrada de agua natural acumulada, (We).

Las ecuaciones incluyen datos de producción e inyección y propiedades de la roca y de los fluidos que dependen de la presión del yacimiento.

Todas las incógnitas pueden ser ajustadas durante el ajuste de la presión. Tres tipos de datos se requieren para el ajuste de la historia.

1. Producción acumulada (N_p , W_p y G_p).
3. Presiones promedio del yacimiento a los tiempos correspondientes.
5. Datos *PVT* de los fluidos del yacimiento en los rangos de presión esperados.

Así mismo la **ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite bajo-saturados** puede ser obtenida de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Expansión} &= \text{Producción} \\ \text{Expansión} &= E_o + E_w + E_f + W_e \\ \text{Producción} &= N_p B_o + W_p B_w \end{aligned}$$

Igualando:

$$N_p B_o + W_p B_w = E_o + E_w + E_f + W_e$$

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} N_p B_o &= V_o C_o \Delta P + V_w C_w \Delta P + V_p C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w) \\ N_p B_o &= \frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} S_{oi} C_o \Delta P + \frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} S_{wi} C_w \Delta P + \frac{NB_{oi}}{(1-S_{wi})} C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w) \end{aligned}$$

Factorizando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \Delta P \left(\frac{C_o S_{oi} + C_w S_{wi} + C_f}{(1-S_{wi})} \right) + (W_e - W_p B_w)$$

Finalmente la **ecuación para yacimientos bajo-saturados** con un acuífero asociado quedaría expresada de la siguiente manera:

$$N_p B_o = NB_{oi} C_e \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

Donde:

W_e = Entrada de agua

W_p = Agua producida

B_w = Factor de volumen del agua

La **recuperación y el Volumen remanente** están dados por las siguientes expresiones:

$$Rec = \frac{N_p}{N}$$

$$Vol.rem = N - N_p$$

2.3.1.2 Ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite saturado:

Una vez que la presión en el yacimiento ha caído con el tiempo llegando a la presión de burbuja, el aceite ya no es capaz de mantener disuelto al gas por lo que este comienza a ser liberado. Este gas disuelto liberado no es producido en un principio, si no que con el tiempo comienza a crear una fase continua, la cual también se convertirá en un mecanismo de desplazamiento.

De igual manera existen yacimientos con un casquete de gas ya existente antes de su explotación, el cual al presentarse un abatimiento de la presión se expande, al igual que el sistema roca-fluidos y posiblemente otros mecanismos de empuje existentes, desplazando al aceite hacia los pozos productores. Este es el principio para la obtención de la ecuación para yacimientos saturados, al igual que para los yacimientos bajo saturados.

Por lo tanto la **ecuación de balance de materia para yacimientos saturados** con un acuífero asociado, obtenida de forma similar a la anterior, quedaría expresada como:

$$N[B_i - B_{ii}] + mNB_{ii} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) + \left[\frac{NB_{gi}}{(1 - S_{wi})} S_{wio} + \frac{mNB_{ii}}{(1 - S_{wi})} S_{wig} \right] C_w \Delta P + \left[\frac{NB_{ii}}{(1 - S_{wi})} + \frac{mNB_{ii}}{(1 - S_{wi})} \right] C_f \Delta P = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$$

2.3.1.3 Yacimientos de gas

Las ecuaciones generales de balance de materia para YACIMIENTOS DE GAS, contienen dos incógnitas: volumen de gas in-situ, G , y entrada de agua natural acumulada, W_p .

Las ecuaciones incluyen datos de producción e inyección y propiedades de la roca y de los fluidos que dependen de la presión del yacimiento.

Los datos que se requieren para realizar un ajuste de la historia de la presión y producción son:

1. Producción de gas, producciones de condensado y agua del yacimiento
2. Presión promedio del yacimiento correspondiente a cada punto
3. Datos de los fluidos del yacimiento (datos PVT) en función de la presión.

La **ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas** con un acuífero asociado, puede expresarse como sigue:

$$G_p B_g = \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} S_{gi} C_g \Delta P + \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} S_{wi} C_w \Delta P + \frac{GB_{gi}}{(1 - S_{wi})} C_f \Delta P + (W_e - W_p B_w)$$

Principales ventajas del Método de Balance de Materia:

- Económico
- Se requiere de poca información
- Da una buena aproximación del comportamiento del yacimiento
- Permite obtener volúmenes originales
- Es más exacto que los métodos volumétricos.
- Puede servir como base en el empleo de otros métodos

Principales desventajas del Método de Balance de Materia:

- Considera homogéneas las propiedades de la roca y de los fluidos en todo el yacimiento.
- No es exacto.
- No considera el movimiento de los fluidos.

2.4 Simulación Numérica

La simulación Numérica de Yacimientos es una disciplina de suma importancia en la Ingeniería de Yacimientos petroleros. Su potencial como herramienta de trabajo es enorme, puesto que con ella es posible predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación y por lo tanto incrementar la recuperación de hidrocarburos.

Los modelos son usados para describir procesos que tienen lugar en todas las ramas de la ciencia y la tecnología. Diferentes tipos de modelos son usados en las áreas de la Industria Petrolera. Incluyendo Ingeniería de Yacimientos.

Los modelos pueden ser físicos o matemáticos. Los primeros son aquellos que a una escala apropiada se construyen para analizar algún fenómeno, por ejemplo, un tubo de acrílico para modelar el flujo de fluidos a través de tuberías o una celda PVT para modelar el comportamiento de un fluido en el yacimiento. En los modelos matemáticos, el sistema o fenómeno a ser modelado es expresado en términos de ecuaciones, que deberán reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones.

Algunos sistemas o fenómenos no es posible reproducirlos mediante modelos físicos, ya sea porque son muy costosos o simplemente es imposible. En estos casos se debe recurrir a modelos matemáticos; un ejemplo es el caso del flujo de fluidos en los yacimientos petroleros, cuando se desea analizarlos a gran escala.

En general, las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en, medios porosos son ecuaciones diferenciales parciales no lineales y requieren para su solución el uso de métodos numéricos.

Un programa de cómputo, que resuelve iterativamente las ecuaciones para el flujo de fluidos es llamado Modelo Numérico o Simulador Numérico de Yacimientos.

De esta manera la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) combina física, matemáticas e ingeniería de yacimientos, para obtener algoritmos que deben ser programados, para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación.

La importancia de la Simulación Numérica de Yacimientos, por lo tanto de un simulador numérico de yacimientos, radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento.

La simulación numérica de yacimientos es el método más exacto con el que se cuenta para poder realizar los pronósticos de producción, así como el cálculo de reservas, entre otras cosas. Este método consiste en seccionar al yacimiento en partes muy pequeñas llamadas “celdas” y asignarle a cada una, características y propiedades tanto de la formación como de los fluidos acopladas a ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos en medios porosos, esto permite la consideración de las heterogeneidades y las direcciones de flujo de los fluidos en el yacimiento, lo cual da como consecuencia una aproximación muy cercana a la realidad acerca del comportamiento del yacimiento y por ende de los pronósticos de producción.

Las ecuaciones obtenidas al realizar un modelo matemático del yacimiento resultan en ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales, las cuales no tienen solución matemática, su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua.

Un estudio de simulación es el proceso de la elaboración de un modelo de simulación, diseño, ejecución y análisis de resultados. Un estudio de simulación comprende los siguientes pasos:

- i. Identificación del problema
- ii. Formulación del problema
- iii. Recopilación de información
- iv. Formulación y desarrollo del modelo
- v. Validación del modelo
- vi. Documentación del modelo para su uso futuro

- vii. Diseño de experimentos
- viii. Ejecutar experimentos (corridas)
- ix. Interpretar resultados
- x. Recomendaciones.

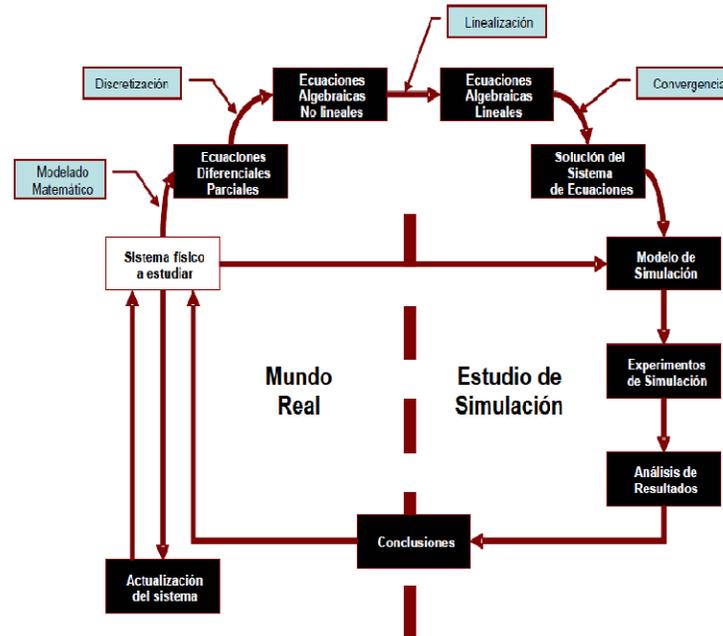


Fig.2.1 Diagrama de flujo de un estudio de simulación.^{a6}

La simulación matemática tiene como base a la ecuación de difusión $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t}$ la cual es obtenida mediante consideraciones matemáticas a partir de las siguientes tres ecuaciones:

Ecuación de balance de materia:

masa que entra – masa que sale = masa que se acumula

Ecuación de Darcy:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

^{a6} Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.

Ecuación de estado:

$$\rho = \rho_o^{(1+CP)}$$

Los modelos matemáticos requieren del uso de un programa de cómputo debido a la cantidad tan grande de cálculos que se realizan, al efectuar una simulación. Estos programas de cómputo son llamados simuladores y pueden clasificarse en función de las características del yacimiento que se piensa estudiar o, bien, el proceso físico que se quiere reproducir.

Cabe destacar que los simuladores solamente son una herramienta, estos no pueden distinguir entre buena o mala información, es decir, si se introduce información errónea el resultado va a ser obviamente incorrecto, por lo se requiere de una correcta selección de la información, además del buen juicio de los ingenieros y de los especialistas.

Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos

Cuando un modelo matemático de simulación ha sido probado y ajustado adecuadamente, representa una herramienta de mucha utilidad para el ingeniero. Mientras que físicamente al yacimiento solo se le puede extraer la reserva una sola vez, lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará el comportamiento subsecuente, por el contrario, un modelo de simulación, permite tener varios escenarios de la explotación de un yacimiento, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar la que se considere la más adecuada. Observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Siendo más específicos, con la ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Tener una idea clara del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: la inyección de agua, la inyección de gas o el uso de algún método de recuperación mejorada. Determinar la conveniencia de inyectar agua al yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa.

- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento.
De esta manera desarrollar un campo con base a información limitada, pudiéndose determinar donde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer un programa de producción.

Beneficios Económicos.

El principal beneficio del uso de la Simulación Numérica de Yacimientos es el económico, que se obtiene con el uso de la administración integral de yacimientos, disminuyendo el flujo negativo de efectivo e incrementando la recuperación final de hidrocarburos. La finalidad de la administración integral de yacimientos es maximizar el valor de un activo petrolero.

Con la Simulación Numérica de yacimientos es posible obtener pronósticos; es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un gran número de esquemas de producción, de los cuales es posible seleccionar la mejor alternativa, considerando la mayor ganancia del activo.

Beneficios Técnicos.

Aunque cualquier beneficio se traduce automáticamente a beneficios económicos, es importante mencionar las ventajas técnicas de la Simulación Numérica de Yacimientos. La labor del Ingeniero de diseño se aligera y se sustenta considerablemente. El monitoreo se facilita porque se anticipa el comportamiento del yacimiento. A medida que

se obtiene información nueva, se puede actualizar el modelo de simulación para modelar el yacimiento con la mayor cantidad de datos reales.

Los simuladores numéricos se clasifican dependiendo de las características del yacimiento, a continuación se muestra un esquema de la clasificación general de los simuladores.

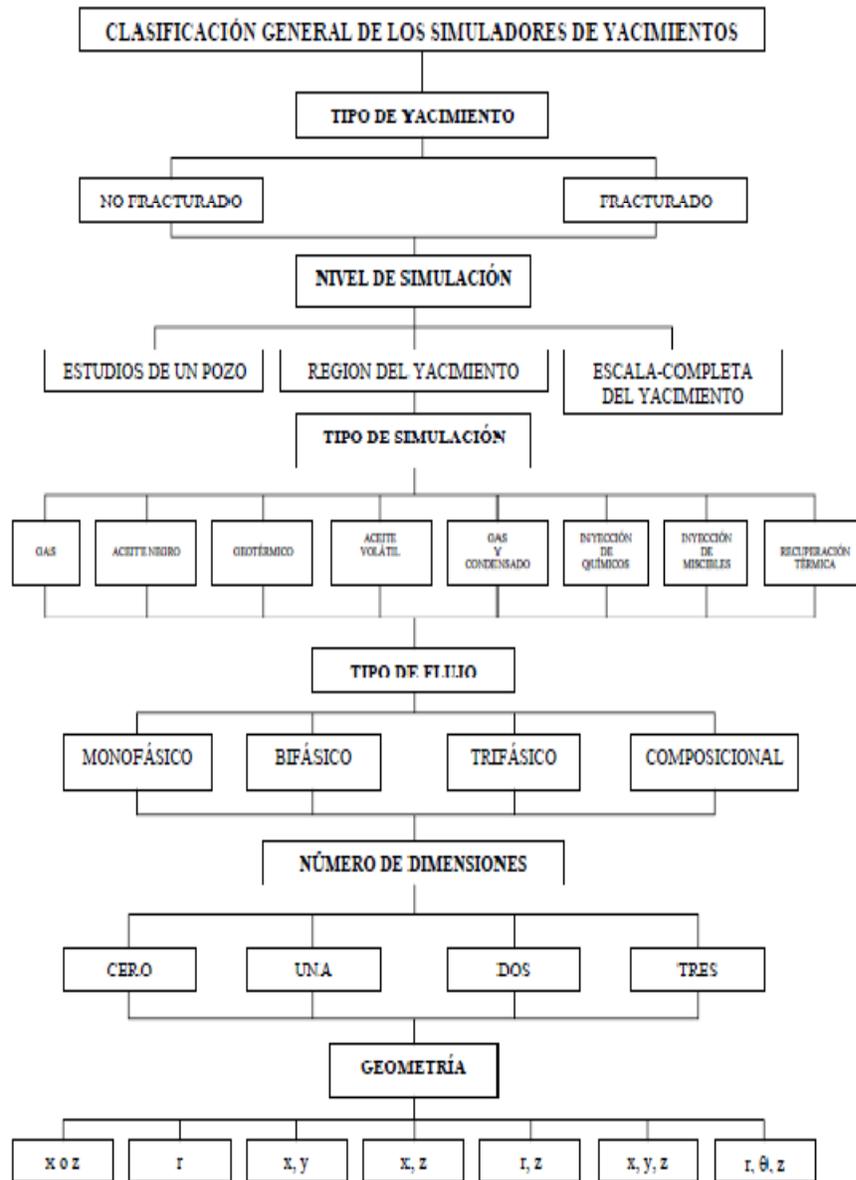


Fig. 2.2 Clasificación general de simuladores.^{a7}

^{a7} Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.

Principales ventajas del Método de Simulación Matemática:

- Es un método muy exacto.
- Permite visualizar el comportamiento del yacimiento bajo distintos esquemas de explotación.
- Permite calcular volúmenes originales.
- Permite realizar pronósticos de producción muy cercanos a la realidad.
- Considera las heterogeneidades y las direcciones de flujo en el yacimiento.

Principales desventajas del Método de Simulación Matemática:

- Se requiere de mucha información.
- Es costoso.
- Grandes tiempos de cómputo y procesamiento de la información.
- Los simuladores no distinguen la calidad de la información.

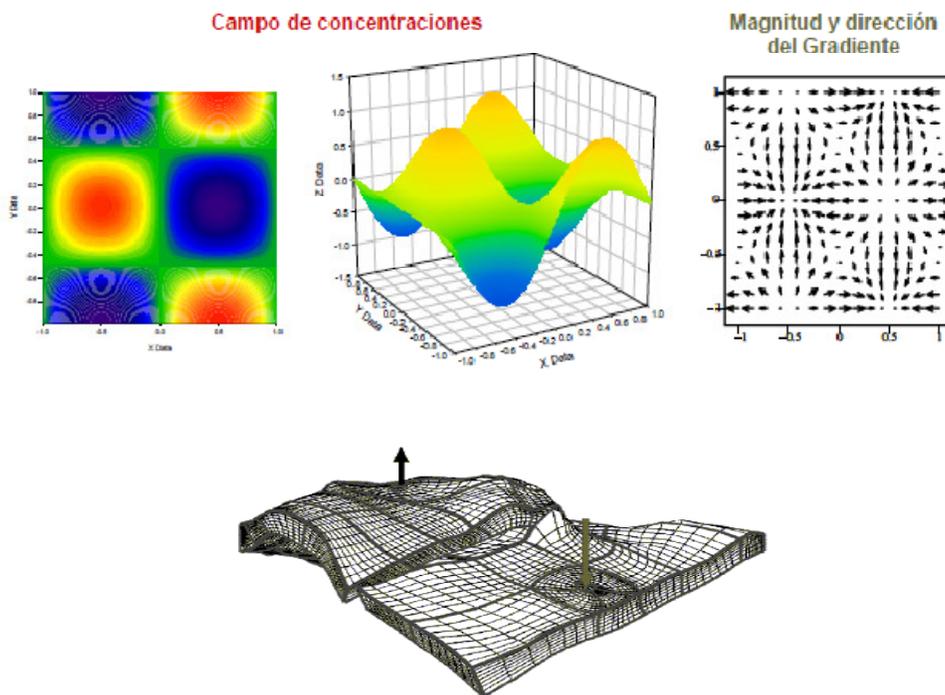


Figura 2.3 Simulación de un yacimiento.

Evaluación de Rentabilidad en Proyectos y Recursos

3.1 Proyecto

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema tendiente a resolver, entre tantas, una necesidad humana.

Los proyectos representan la liga entre las acumulaciones de reservas de hidrocarburos y el proceso de toma de decisiones, incluyendo el presupuesto de inversión. Su objetivo es el de crear un producto o un servicio, siguiendo una metodología definida, para lo cual precisa de un equipo de personas idóneas, así como de otros recursos cuantificados en forma de presupuesto.

3.2 Evaluación económica de proyectos

La evaluación de proyectos se puede definir como “un conjunto de estudios que permiten estimar el conjunto de ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios”; es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos.

Considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente neto de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

La evaluación económica de proyectos, es un proceso que consta de distintas etapas realizadas por equipos multidisciplinarios que utilizan diferentes métodos

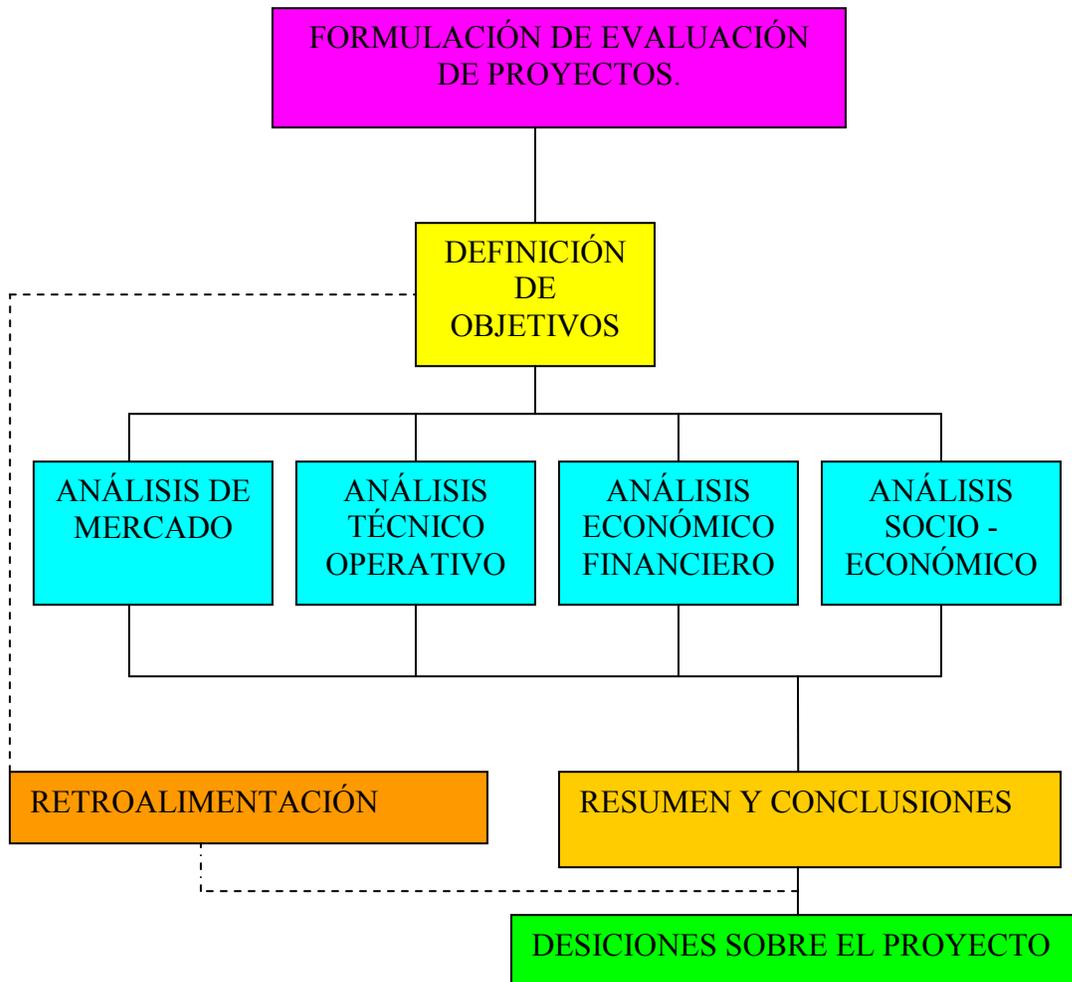


Fig. 3.1 Estructura general para la evaluación de proyectos.^{a8}

de análisis o criterios para comprobar, como ya se ha mencionado, la rentabilidad económica del proyecto. Se valen de diversos tipos de indicadores económicos como: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que determinan el valor del dinero en el tiempo, entre otros.

De manera general, el proceso de evaluación económica de proyectos sigue cinco etapas:

^{a8} Preparación y Evaluación de Proyectos.

1. Visualizar y definir oportunidades de inversión.
2. Demostrar la existencia de un mercado demandante del producto y prever una política adecuada de comercialización y asignación de precios.
3. Realizar un análisis técnico con el objetivo de resolver el problema en los mejores términos.
4. Ordenar y sistematizar la información de carácter económica que servirá como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto.
5. Definir si el proyecto es capaz de generar ganancias.

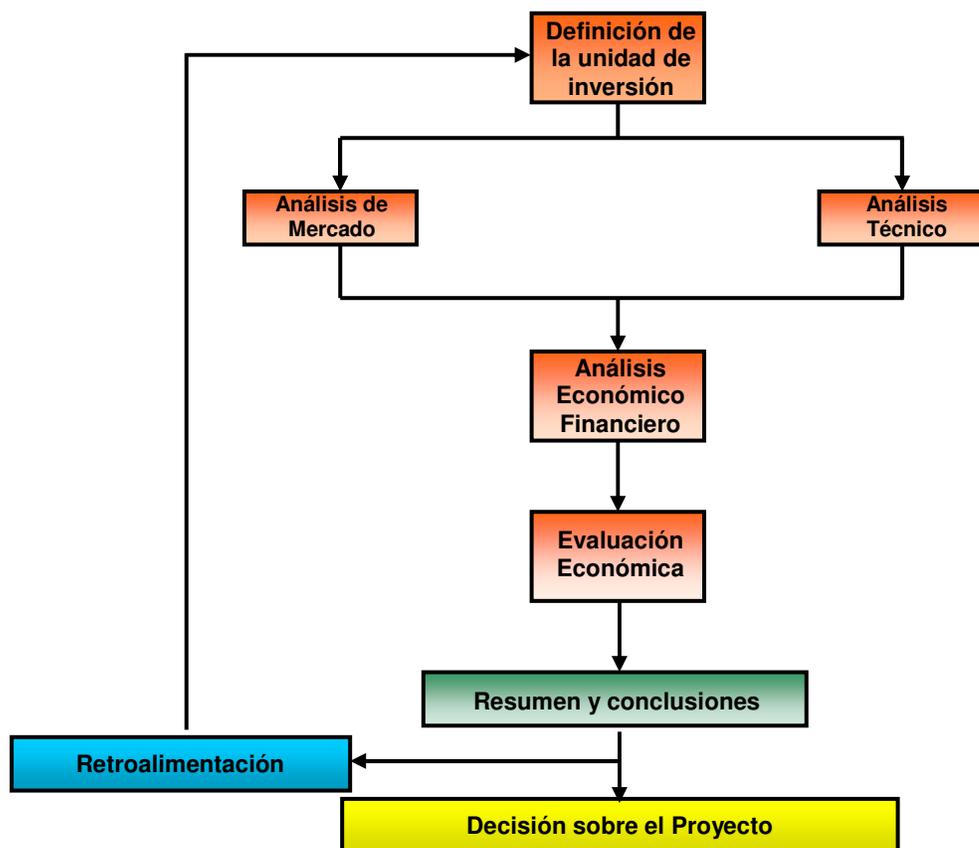


Figura 3.2 Esquema del proceso de evaluación de proyectos.

3.3 Unidad de negocio

El siguiente paso en el proceso de evaluación de proyectos, es la definición de la unidad de negocio.

Unidad de negocio es el conjunto de todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor económico.

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

La correcta definición de la unidad de negocio es indispensable, para una adecuada integración de la cartera de proyectos. Por lo que una unidad de negocio adecuada debe contener todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor económico.

Cada unidad de negocio debe de estar definida de manera que corresponda únicamente a una oportunidad de inversión diferenciable de otras, y que, por lo tanto, permite establecer su alcance.

Una vez evaluada cada unidad de negocio, los Activos pueden elegir manejar una unidad de negocio como un proyecto, o bien agrupar una serie de unidades de negocio relacionadas entre sí en un proyecto para su documentación.

Ejemplos de una correcta unidad de negocio:

- Exploración del área A, incluyendo estudios geológicos, geofísicos, perforación y terminación de pozos exploratorios y posible desarrollo (pozos, infraestructura complementaria, ductos y equipos).
- Desarrollo del campo B, incluyendo perforación y terminación de pozos, construcción de ductos, equipos e infraestructura necesarios para la producción de hidrocarburos.
- Recuperación secundaria incluyendo perforación y terminación de pozos de inyección, construcción de ductos, tanques y equipos necesarios para incrementar el volumen de producción.

Ejemplos de una unidad de negocio incompleta:

- Análisis independiente de un pozo exploratorio.
- Análisis independiente de equipos para desarrollo de un campo.
- Análisis independiente de bombeo neumático.
- Agrupación de las reparaciones del activo en una sola unidad de negocio.

Tipos de unidades de negocio.

Unidad de negocio individual: se denomina de esta manera a un proyecto si es de tipo unitario.

Ejemplos:

- Pozos de desarrollo
- Ductos
- Estaciones de compresión
- Tanques
- Instalación de un Sistema Artificial de Producción para un pozo

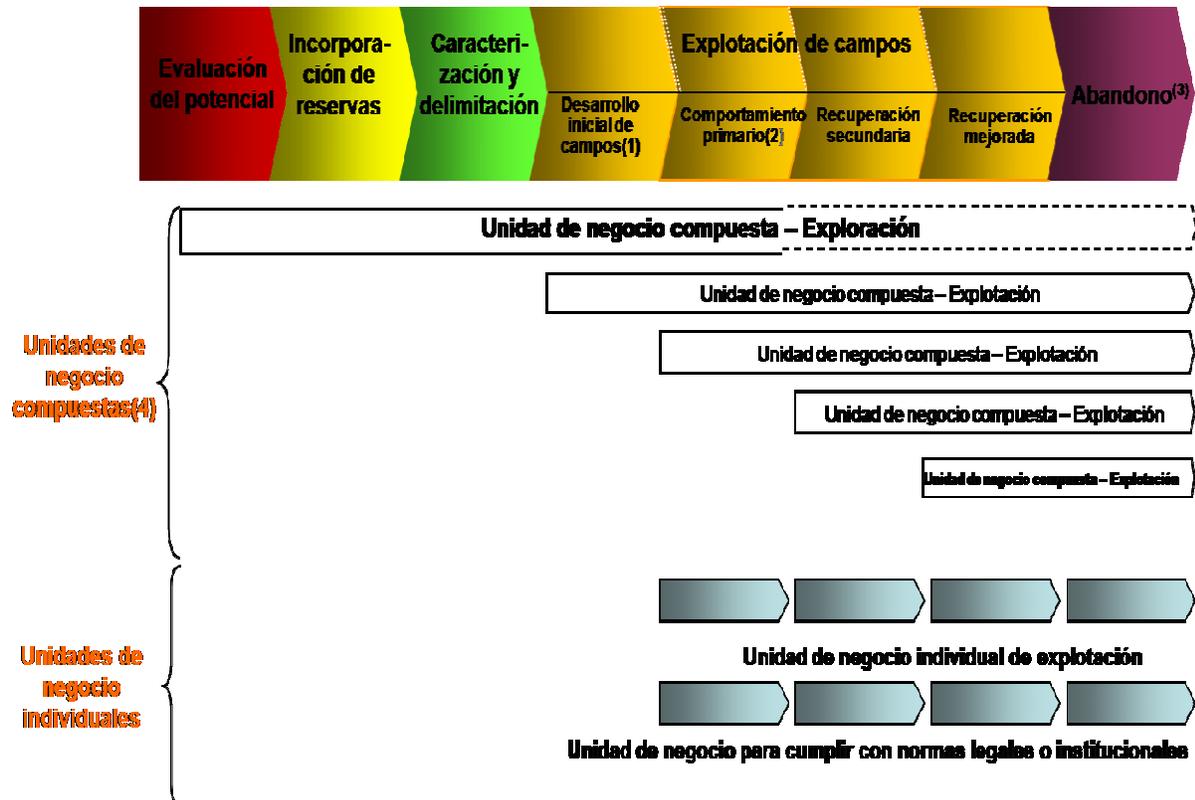
Unidad de negocio compuesta: se denomina de esta manera al proyecto, si esta hecho de un conjunto de unidades de negocio individuales.

Ejemplos:

- Exploración de una nueva cuenca
- Incorporación de reservas
- Recuperación secundaria o mejorada de un campo
- Instalación de Sistema Artificial de Producción para varios pozos

Por último, dentro de la clasificación para las unidades de negocio, se encuentran las unidades para cumplir con normas legales o institucionales (proyectos de seguridad industrial, capacitación de personal, mantenimiento, entre otros).

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



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

Fig. 3.3 Tipos de unidades de negocio a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento.

Clasificación de las unidades de negocio:

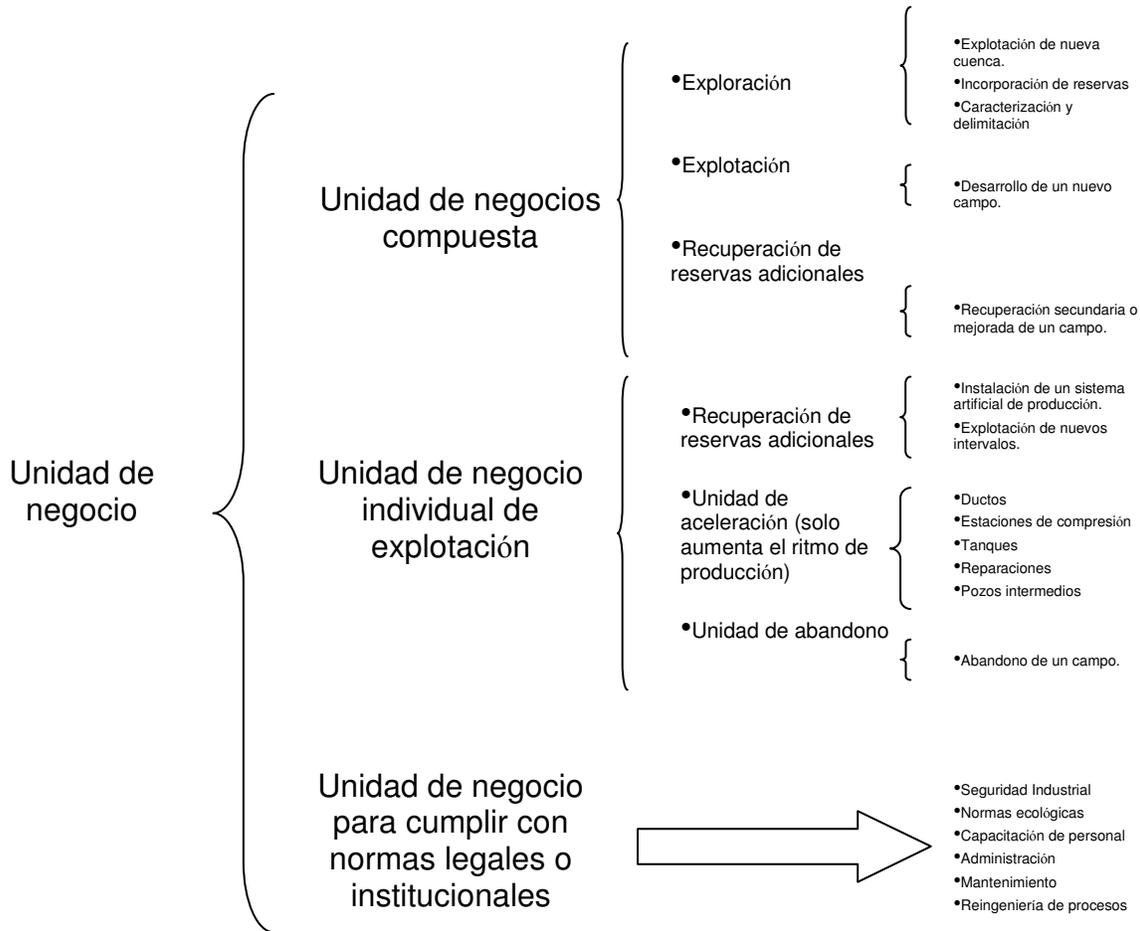


Fig. 3.4 Clasificación de las unidades de negocio.

3.4 Estudio de mercado de hidrocarburos

La siguiente etapa del proceso de evaluación consiste en la realización del estudio de mercado. A grandes rasgos, este análisis dentro de la industria petrolera tiene como objetivo proporcionar el entorno económico y de mercado en que se desarrollarán los proyectos de inversión.

En el estudio de mercado básicamente se analiza el comportamiento histórico de la demanda (que tanto se pide), la oferta (que tanto se ofrece) y el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político como de tipo naturales, entre los que destacan: conflictos bélicos, la industrialización, desastres naturales, entre otros. El objetivo es extrapolar el comportamiento de estos indicadores para prever una política adecuada de precios y de comercialización.

El análisis del mercado, no es una tarea sencilla, requiere un análisis profundo realizado por especialistas en diversas áreas que fundamentan su trabajo en la inferencia estadística y modelos de simulación, usan de manera destacada la tradición histórica y contemplan los nuevos avances de la tecnología.

3.5 Estudio técnico

En la tercera etapa del proceso se realiza el llamado estudio técnico, ésta corresponde a un análisis profundo y objetivo por especialistas del tema que se trate y consiste en revisar que las especificaciones se ajusten a las necesidades reales de la producción o del producto que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas, es decir, la elección de alguna tecnología estará en función de la opción que resuelva el problema, generando los máximos beneficios, cumpliendo con las condiciones técnico-operativas. Esta etapa del proceso permite comparar y evaluar diversas alternativas técnicas funcionamiento del proyecto y detectar posibles problemas técnicos, además de cuantificar el monto al cual asciende la inversión para la tecnología elegida y los costos que generará su funcionamiento.

3.6 Análisis económico financiero

La penúltima etapa del proceso es el análisis económico el cual tiene como objetivo ordenar y sistematizar la información de carácter económico, se determinan los costos totales y la inversión inicial que proporcionan las etapas anteriores y se elaboran los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto (Evaluación económica).

3.7 Evaluación económica

Finalmente el estudio de la evaluación económica es la parte final de la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto. En esta etapa del proceso por fin se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, es decir, si no han existido contratiempos, en este momento ya se conocerá y dominará el proceso de producción, a si como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva; además se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto; pero aun no se ha demostrado que la inversión propuesta será económicamente rentable, por lo que en este momento es necesario recurrir a las técnicas o métodos de evaluación los cuales se basan en el análisis de los distintos indicadores económicos como el VPN y la TIR, los cuales son los más importantes ya que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, con el objetivo de determinar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos y egresos) que arroje el proyecto a lo largo de su vida productiva, y de esta manera poder determinar si el proyecto es rentable o no, para finalmente poder realizar una decisión bien pensada y estructurada acerca de la ejecución del proyecto.

3.8 Variables que intervienen en la evaluación

Las variables que intervienen en la evaluación son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital asignado. Estas serán determinadas, como ya se estudió, mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos que se fundamentan en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto.

Entre las variables que encontramos en la industria petrolera para conocer los ingresos provenientes de los proyectos se encuentran:

La producción de hidrocarburos que se estima se alcanzará a partir de la tecnología empleada y el precio que tendrá la venta de esta. Por lo tanto para conocer los ingresos basta con multiplicar estas dos variables.

Por otro lado, las variables que involucran los egresos de la compañía son los costos de operación que genera la tecnología a emplear y la inversión inicial que esta requiere para su puesta en marcha. Por lo tanto para conocer los egresos de la compañía basta con sumar estos dos parámetros.

Obviamente no es así de sencilla la determinación de la capacidad de un proyecto para generar valor económico, esto requiere de un análisis mucho más profundo, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, para lo cual como ya se mencionó son empleados métodos de evaluación que se fundamentan en ciertos indicadores económicos. Los cuales se estudiarán en cuanto a definición y aplicación, en la industria petrolera, un poco más adelante, en este mismo capítulo, pero, es necesario saber antes como se determinan y cuantifican las variables involucradas en la evaluación.

3.8.1 Generación y determinación de Precios de hidrocarburos.

Normalmente el precio es el parámetro más importante dentro de la evaluación económica de un proyecto petrolero ya que en muchas de las ocasiones nos encontramos con proyectos que presentan una baja producción, o que para su explotación requieren de la aplicación de una tecnología costosa, pero que sin embargo son aprobados, esto se debe seguramente a que los precios de los hidrocarburos están muy por encima de los costos de producción e inversión haciendo posible que los ingresos superen a los egresos, como resultado de la evaluación económica obtenemos un proyecto capaz de generar ganancias para la empresa.

Esto es algo con lo que muchos de nosotros nos encontramos familiarizados ya que últimamente los precios de los hidrocarburos han subido considerablemente, permitiendo realizar una reclasificación a las reservas, colocando en una nueva posición de probadas a algunas que se encontraban en la clasificación como probables o incluso definidas como posibles, ya que tal vez con los precios actuales de los hidrocarburos es posible absorber sin mayor problema la inversión y los costos que representa la aplicación de una tecnología considerada como costosa.

Esto es claro ¿Pero cómo se determinan los precios de los hidrocarburos?. La respuesta a esta pregunta se encuentra en el análisis del comportamiento histórico de la oferta, la demanda, el precio de los hidrocarburos y sus derivados, así como de factores de riesgo tanto de tipo político, económicos y técnicos, así como naturales. Por otro lado el precio también es función de la calidad de los hidrocarburos, referida al crudo Norteamericano “West Texas” principalmente y al proveniente del mar del norte el llamado “Brent”, los cuales son considerados como crudos ligeros, por lo que, la calidad del petróleo se encuentra determinada por la densidad o la gravedad específica que presenta el energético, siendo de mayor calidad un crudo ligero, que uno pesado.

En este contexto, es posible establecer que:

$$Precio = f(o., d., s.p., s.e., s.c., d.t., c., etc.)$$

o. = Oferta

d. = Demanda

s.p. = Situaciones políticas

s.e. = Situaciones económicas

s.c. = Situaciones climáticas

d.t. = Dificultades técnicas

c. = Calidad

3.8.2 Determinación de la producción

La producción es otra de las variables que más impactan el resultado final de la evaluación económica del proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará la puesta en marcha del mismo. En muchas ocasiones la instauración y asignación de fondos de un proyecto llega a depender solamente de la magnitud de la producción que haya sido determinada, ya que si un proyecto presenta la factibilidad de una gran producción, la ganancia acumulada hará del proyecto uno muy rentable, siempre y cuando el costo de producción no sea superior al precio, ya que esto significaría que se estarían generando pérdidas económicas para la empresa, en otras palabras, aunque la ganancia por barril sea mínima, si la producción es alta o muy alta el proyecto podría ser capaz de generar ganancias. Por lo que resulta de carácter prioritario el establecimiento y determinación de la producción de hidrocarburos.

La determinación y cuantificación de la producción, como ya se ha analizado, se lleva a cabo en la etapa del estudio técnico siendo función de la tecnología a emplear, la cual ha sido determinada mediante un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas con la finalidad de obtener los máximos beneficios cumpliendo con las condiciones presupuestales y operativas.

Como se estudió en el primer capítulo, la cuantificación y determinación de la producción está dada por estimaciones de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos en función de las propiedades petrofísicas, ciertas propiedades de los fluidos y de la tecnología a emplear; recordando que estas estimaciones son obtenidas de acuerdo a métodos matemáticos ya sean de tipo deterministas (volumétricos, balance de materia, curvas de declinación, simulación matemática, etc.) o métodos matemáticos de tipo probabilistas que consideran de manera integral dentro de los cálculos factores como el riesgo y la incertidumbre.

3.8.3 Costos

Los costos del ciclo de vida útil de cualquier partida, sea un producto, un proyecto o un sistema; se considera como la suma de los gastos en que se incurre en ella desde su nacimiento hasta su muerte. En otros términos, los costos del ciclo de vida pueden abarcar los costos de diseño y desarrollo de ingeniería, costos de fabricación y pruebas, costos de operación y mantenimiento y costos de recuperación.

Los costos de ciclo de vida pueden expresarse también como la suma de los costos de adquisición, operación, mantenimiento y de recuperación.

Los costos son los gastos que se aplican sobre aquellos rubros que permiten obtener el producto elaborado o servicio final. En un proyecto en general, permiten mantener en operación y condiciones óptimas al mismo, es decir, los costos de producción son el valor del conjunto de bienes y esfuerzos en que se ha incurrido o se va a incurrir y que se deben asumir para obtener un producto en condiciones de ser entregado al sector comercial.

Los costos tienen como objetivo mantener el óptimo funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente. Es decir, éstos no incluyen, las erogaciones de dinero hechas, en el tiempo cero, con la intención de poner en marcha el proyecto (adquisición de equipo, terrenos, instalación, etc.).

Así mismo los costos son determinados en función de la tecnología seleccionada por los expertos, a partir del estudio de viabilidad técnica, la determinación y cuantificación de estos permite la minimización de éstos, además de la eficiencia en las operaciones.

Como podemos observar, los costos son una variable que impacta de forma directa a la evaluación de un proyecto en el marco de los egresos, y por ende a la rentabilidad del mismo, ya que estos representan erogaciones de dinero, por parte de la empresa, con el objetivo de establecer y mantener el correcto funcionamiento del proceso de producción. En otras palabras es la variable que indica en la evaluación económica “cuánto le cuesta a la compañía producir un volumen determinado de hidrocarburos”

(costo/bl). Siendo así, para las empresas de exploración y producción, resulta de carácter estratégico no sólo la determinación, sino la optimización de estos.

Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: variables o fijos.

Costos fijos: estos no varían respecto a la producción. Los sueldos administrativos generales, impuestos y seguros, alquiler, depreciación del inmueble y servicios públicos, son ejemplos de costos que generalmente no varían con el volumen de la producción.

Costos variables: son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, estos varían en proporción con la producción. Estos costos suelen ser materia prima directa y mano de obra indirecta.

Los costos totales son la suma de los costos fijos más los costos variables:

$$CT = CF + CV$$

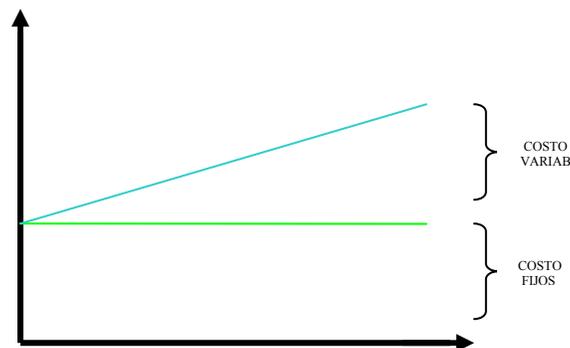


Fig. 3.5 Costo anual total

3.8.4 Inversiones en los proyectos

Como ya se mencionó con anterioridad, para que un proyecto pueda ser puesto en marcha requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad grande de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión. La definición más moderna y

aceptada por los grandes especialistas, en este tema, dice que la inversión "es el proceso por el cual un sujeto decide vincular recursos financieros a cambio de la expectativa de obtener beneficios, a lo largo de un plazo de tiempo, previsto durante el cual el proyecto generará ingresos", es decir, la inversión es la aplicación de recursos financieros, ya sea de índole pública o privada, destinados a obtener un beneficio o un servicio a lo largo de un plazo previsto (vida útil).

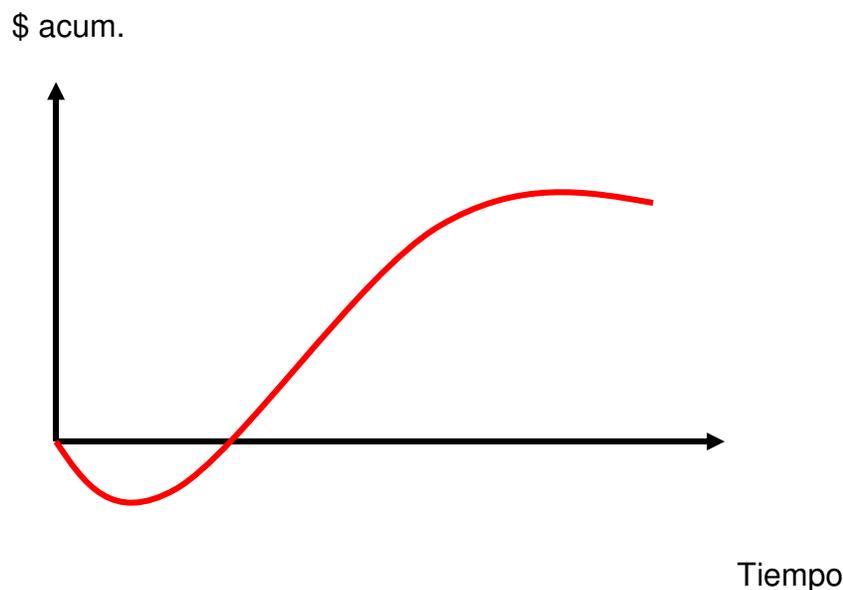


Fig. 3.6 Comportamiento económico en un proyecto de inversión.

La inversión, o mejor dicho la determinación del monto al cual asciende ésta, es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que ésta es función tanto de la técnica, como tecnología y método que se pretenda emplear. En otras palabras la inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán sólo la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

La aprobación sobre la asignación del capital requerido para la puesta en marcha de un proyecto corre a cargo del corporativo de la empresa que desea obtener el bien o el

servicio, y para poder hacerlo, antes, es necesario haber determinado que el proyecto será capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica, el cual se vale de la determinación del valor del dinero en el tiempo obtenido mediante el análisis de ciertos indicadores económicos, esto con el objetivo de tomar la decisión acerca de un proyecto bajo buenas bases y de forma inteligente, ya que de lo contrario, se corre el riesgo de quedarse corto a la hora de comparar los resultados reales con lo esperado o en el peor de los casos llegar a perder la inversión.

	Criterios	Comentarios
Criterios para proponer proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> • VPN positivo, descontado al costo de capital pre-establecido 	<ul style="list-style-type: none"> • Los criterios mínimos para proponer proyectos de inversión a la Subdirección de Planeación funcionan como filtro para asegurar que todos los proyectos propuestos proporcionan valor económico
Criterios para seleccionar proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Valor presente neto (VPN) • Tasa interna de retorno (TIR) • Tiempo de recuperación de la inversión • Perfil de riesgo • VPN/VPI* • Costo de equilibrio 	<ul style="list-style-type: none"> • A través de los criterios para selección de proyectos se maximiza el valor de la cartera de proyectos de inversión dado un presupuesto: • Estos criterios determinan cuáles proyectos serán fondeados • Reflejan las metas corporativas maximizando el valor económico

Fig. 3.7 Aprobación y selección de proyectos de inversión

3.9 Indicadores económicos

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, en el proceso, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinara la rentabilidad del proyecto, es decir, si este será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos-egresos) con respecto del tiempo, ya que como bien sabemos, el valor del dinero en un marco temporal se ve afectado, va variando, sufriendo devaluaciones en la mayoría de los casos, en otras palabras, el dinero con el paso del tiempo va perdiendo

su poder adquisitivo, su capacidad de consumo, es decir, normalmente “un peso del pasado tiene mayor valor que un peso del futuro”. Por esta razón, se han desarrollado técnicas de análisis que hagan estas consideraciones lo más apegadas a la realidad, ya que son de vital importancia para la determinación de la generosidad de un proyecto.

3.9.1 Valor Presente Neto

El valor presente neto es uno de los indicadores económicos más empleados en la industria petrolera por dos razones, la primera por que es de muy fácil aplicación y la segunda por que todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy. Permitiendo ver de manera fácil, si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero, de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento previamente determinada, (con la finalidad de considerar las variaciones del dinero con el tiempo), para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial.

Lo anterior expresado en forma matemática quedaría representado como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

S_t = Flujo de efectivo neto del período t (ingresos-egresos)

n = Número de períodos de vida del proyecto

i = Tasa de interés considerada

t = Período en el que nos encontramos

El criterio de decisión consiste en que si el VPN es mayor que cero (positivo) se considera que el proyecto es aceptable, debido a que cubre en su totalidad la inversión inicial y el nivel mínimo o de rechazo representado por la tasa de descuento, es decir,

retorna más que la tasa requerida de rendimiento, dando lugar a la existencia de excedentes de flujo de efectivo. Si el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente (ni se acepta ni se rechaza), lo que quiere decir que el rendimiento es el justo para compensar tanto a acreedores como a accionistas. Si el VPN resulta negativo quiere decir la capacidad del proyecto para generar ganancias se encuentra por debajo de la tasa de aceptación, por lo tanto el proyecto debe ser descartado ya que se comprobó que sólo generará pérdidas económicas a la compañía.

Criterios:

Si el $VPN > 0$ se acepta el proyecto.

Si el $VPN = 0$ no se acepta ni se rechaza.

Si el $VPN < 0$ se rechaza el proyecto.

Normalmente la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de descuento que se utilice. Por lo general el comportamiento del VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de descuento. En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa, el VPN varíe significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo, según sea el caso.

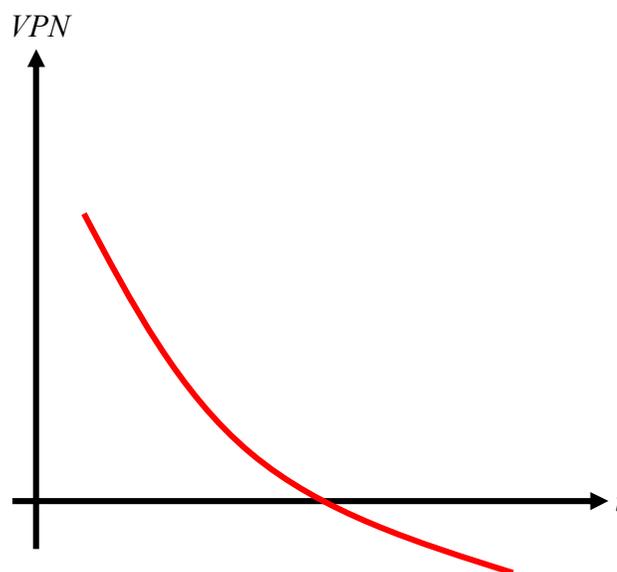


Fig. 3.8 VPN en función de la tasa de descuento.

Ventajas:

- Es de fácil comprensión y comunicación.
- El método es de muy fácil aplicación.
- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Considera en el análisis todos los flujos netos de caja; como así también sus vencimientos; al corresponder distintas épocas se les debe homogenizar, trayéndolos a un mismo momento de tiempo.

Desventajas:

- Presenta dificultad para determinar la tasa del costo de capital.
- El VPN mide la rentabilidad en valor absoluto, ya que depende de la inversión inicial; por lo que si se deben comparar proyectos con distinta inversión inicial se debe relativizar el VPN, a fin de obtenerlo por cada unidad de capital invertido.
- El VPN depende del horizonte económico de la inversión; por lo tanto si se deben comparar proyectos con distinta duración, se debe relacionar el VPN a fin de obtenerlo para cada año.
- La mayor dificultad es el supuesto de que los flujos netos de caja positivos son reinvertidos a la tasa de costo de capital, y que los flujos netos de caja negativos son financiados con la misma caja.

3.9.2 Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno al igual que el Valor Presente Neto, es otro de los indicadores con mayor aceptación en el ámbito de la evaluación de proyectos ya que permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, permitiendo así; decidir que iniciativas tienen la posibilidad de realización y cuales no.

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

La tasa interna de descuento, es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, es decir, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros. Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés “i” que satisface la siguiente ecuación:

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

Donde:

S_t = Flujo de efectivo del período t

n = Vida de la propuesta de inversión

i = Tasa interna de rendimiento

t = Periodo en el que nos encontramos

Como podemos apreciar la Tasa Interna de Retorno determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de esta tasa en la industria petrolera se encuentran:

El tiempo: ya no se puede hablar de ningún tipo de tasa sin mencionar antes el tiempo en el cual dicha tasa tendrá validez, es decir, mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementara cada vez más, debido a que el valor actual de la inversión estará más susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor. Es recomendable que la tasa de descuento se haga efectiva a la brevedad posible.

Sector Bancario: este sector debe ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada

inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar para otra inversión que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En otras palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos, por lo que este factor siempre debe considerarse al determinar la Tasa de Rendimiento.

Sector político: este sector se debe tomarse en cuenta, ya que tiene gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Por ejemplo si el estado decide que se aumentarán los impuestos a las importaciones, todas las empresas que se dediquen a esta actividad se verán afectadas; ya sea porque tengan que aumentar sus precios para poder soportar este crecimiento impositivo, tal vez deban disminuir su rango de utilidades para conservar las ventas. De cualquier manera el rendimiento esta siendo afectado por las decisiones tomadas por el gobierno.

Por último, el factor económico resulta de vital importancia en la determinación de la Tasa de descuento, debido a los cambios que pueden surgir en la economía de los países (inflación, devaluaciones, etc.) y por ende en el rendimiento esperado del proyecto.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa mínima aceptable o tasa de retorno requerida, es decir:

$$I (T.I.R.) > k \text{ (tasa de retorno requerida)}$$

Ventajas:

- El método es de muy fácil aplicación.
- Considera el valor del dinero en el tiempo.
- Esta estrechamente relacionada con el VPN, suele dar como resultado decisiones idénticas.

- Es de fácil comprensión y comunicación.

Desventajas:

- Puede conducir a múltiples respuestas; es decir al resolver múltiples polinomios, podría conducir a múltiples raíces, o que no opere con flujos de efectivo no convencionales.
- Probablemente conduzca a decisiones incorrectas en las comparaciones de inversiones mutuamente excluyentes.

3.9.3 Relación Beneficio-Costo (B/C).

El método de la relación beneficio-costos es un método de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, parte de la simple pregunta ¿cuánto es lo que se obtiene a partir de lo que se invierte?. Se define como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\text{Relación Beneficio - Costo} = \frac{\text{VPN}}{\text{Inversión inicial}}$$

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de la relación costo-beneficio parte de la premisa de que los beneficios deben exceder siempre a los costos, es decir, Si la B/C es mayor que 1 el proyecto es rentable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión. Por el contrario, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que el proyecto no es rentable. Si la B/C es igual a 1 se considera que, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización. Esto en un proyecto de inversión estatal o del gobierno puede ser aprobado ya que podríamos imaginar que probablemente presentaría fines sociales como la construcción de un hospital o simplemente por la generación de nuevos empleos. Si se tratara de proyectos de inversión privada, los criterios varían pero desde luego la relación debe ser mucho

Evaluación de rentabilidad en proyectos y recursos

mayor que uno, ya que en los proyectos privados la primera comparación que se hace es considerando el beneficio que se obtiene si el capital de la inversión se coloca a una tasa i en alguna institución bancaria, si el beneficio es menor o igual a los réditos que arroja el banco casi siempre se desecha el proyecto, ya que la evaluación recomienda no invertir en ese proyecto.

•Valor presente neto (VPN)	•Definición	•Aplicación
•Tasa interna de retorno (TIR)	<ul style="list-style-type: none"> • Valor presente de todos los flujos de efectivo 	<ul style="list-style-type: none"> • Permite jerarquizar los proyectos propuestos de mayor a menor valor económico
•Tiempo de recuperación de la inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Determinación de la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos positivos (ingresos) con el de los flujos negativos (costos) 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza para comparar si la tasa de retorno es mayor a la tasa de descuento utilizada por la institución • Permite comparar la rentabilidad de los proyectos
•Perfil de riesgo	<ul style="list-style-type: none"> • Número de años necesarios para recuperar la inversión del proyecto, es decir, el momento en que los ingresos acumulados empiezan a ser mayores a las inversiones acumuladas 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza para determinar si el periodo de recuperación es aceptable para la administración, dadas las características de la industria • Permite comparar proyectos excluyentes entre sí
•VPN •VPI	<ul style="list-style-type: none"> • Probabilidad de que un proyecto genere un valor presente negativo 	<ul style="list-style-type: none"> • Permite determinar la probabilidad de que un proyecto de alto riesgo (Exploración) presente un valor presente menor a cero
•Precio de equilibrio	<ul style="list-style-type: none"> • Valor presente neto dividido entre el valor presente de todas las inversiones 	<ul style="list-style-type: none"> • Calcula el número de veces que el proyecto recupera su inversión, con objeto de comparar proyectos de órdenes de magnitud muy diferentes
	<ul style="list-style-type: none"> • Precio del hidrocarburo principal que genera un VPN igual a cero 	<ul style="list-style-type: none"> • Estima el precio requerido para cubrir los costos de operación e inversiones

Tabla. 3.9 Periodo de recuperación de la inversión.

Este método también denominado “payback”, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir el periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

Este método permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación.

Este método se considera prioritario cuando se ha requerido de algún tipo de financiamiento para la puesta en marcha del proyecto, o en los países donde la situación política y económica es muy inestable, debido a lo importante que es para una empresa (en un principio) la recuperación de la inversión.

El método del periodo de recuperación, por utilizar solamente los flujos de caja netos positivos, se basa en la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente en la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de liquidez acelerada.

Uno de los aspectos negativos posee este método, es que solo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera los flujos que se obtienen después de este plazo.

El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos netos de caja actualizados, solamente hasta el periodo en que se supera la inversión inicial.

Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo total previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo tanto el proyecto es indiferente.

Ventajas:

- Es de fácil aplicación y entendimiento.
- Permite conocer cuando se recupera a la inversión.

Desventajas:

- No considera a los flujos netos de caja posteriores al periodo de recuperación.
- No mide la rentabilidad del proyecto.

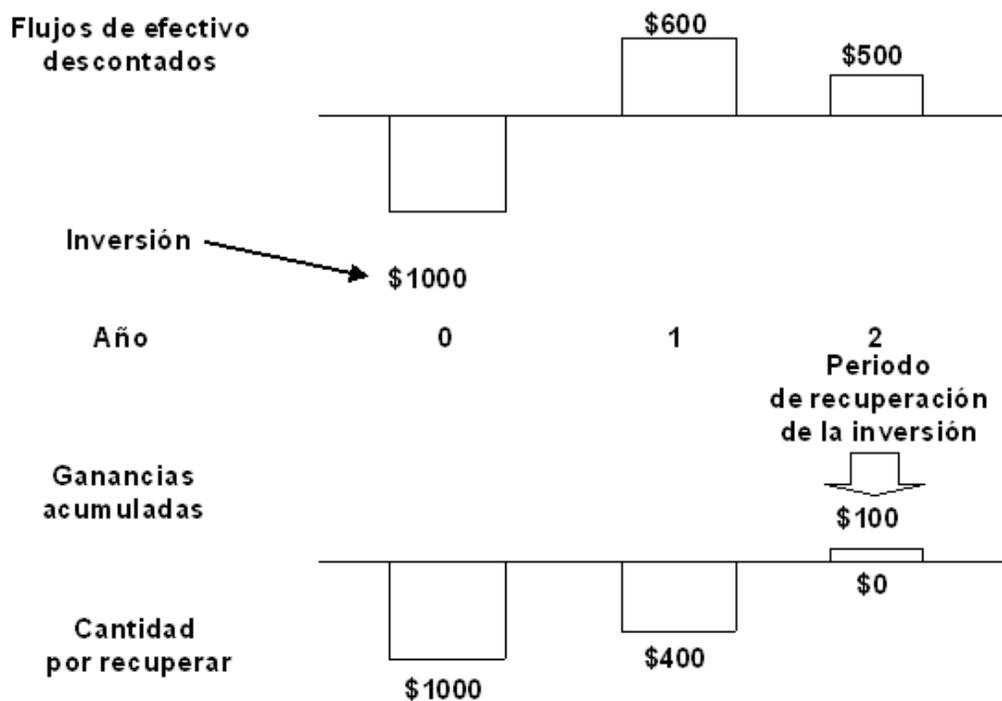


Fig. 3.10 Periodo de recuperación de la inversión.

Como se puede observar, para determinar el número de años necesarios para recuperar la inversión se deben acumular los flujos de efectivo hasta que sumen cero. Por lo tanto, en este ejemplo se necesita de tres años para recuperar la inversión.

3.9.4 Límite económico (LE)

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos. En otras palabras es un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto un proyecto nunca debe exceder este periodo de vida útil, ya que el hacerlo provocaría pérdidas para la compañía.

En este contexto el criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando éste sea mayor que el periodo de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias, exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar la inversión inicial

Para entender mejor este concepto a continuación se presentará un ejemplo cualitativo acerca del ciclo de vida productiva de un yacimiento:

En un yacimiento, a medida que se continúa extrayendo fluidos de él, la presión del mismo va disminuyendo hasta un punto en que el petróleo ya no llega a la superficie de forma natural, por lo que la única forma de extraerlo es aplicando energía externa ya sea en el mismo yacimiento o en los pozos, en un principio el costo de esta energía externa, tal vez, puede ser cubierto en su totalidad por los beneficios que arroja la producción con este nuevo esquema, pero con el paso del tiempo la energía que se necesitará para elevar los fluidos hasta superficie, aumentará tanto, que el costo de funcionamiento del pozo excederá los ingresos provenientes de la venta del crudo. Esto significa que el proyecto ha dejado de ser rentable, ha alcanzado su “límite económico”.

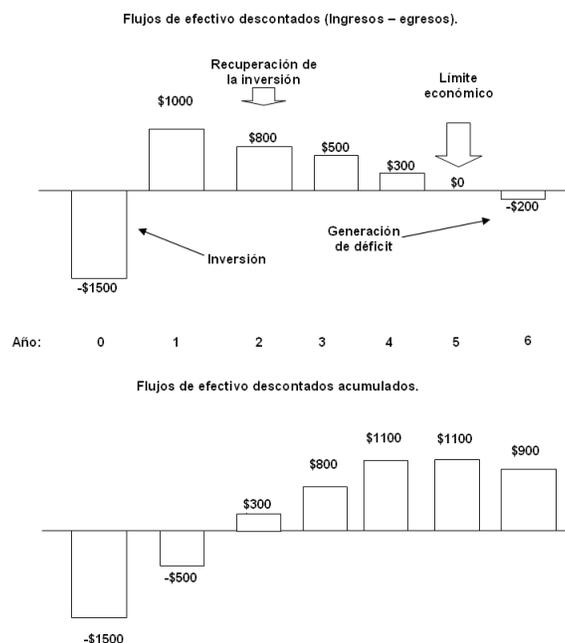


Fig. 3.11 Límite económico.

Del esquema anterior podemos concluir que se trata de un proyecto capaz de generar beneficios económicos, ya que la fecha de límite económico excede el periodo de recuperación de la inversión, manteniéndose así (rentable) hasta el quinto año. Después de esa fecha el mantener en operación al proyecto bajo el mismo régimen elevaría los costos de manera significativa, dando lugar a flujos de efectivo descontados negativos, es decir, pérdidas para la compañía.

Para calcular la producción a la cual se tiene el límite económico de un proyecto, se utiliza la ecuación que se muestra en la siguiente tabla:

$$Q_0 = \frac{CO}{(P_O + (R_{si} * Fe * P_G) + (R_{si} * Fe * F_{rc} * P_C))}$$

Donde:

- Q_0 = Límite económico del pozo (barriles por mes)
- CO = Costos de operación y mantenimiento (\$/pozo/mes)
- P_O = Precio del crudo (\$/barril)
- R_{si} = Relación aceite-gas (mpc/barril)
- Fe = Factor de encogimiento
- P_G = Precio del gas (\$/mpc)
- F_{rc} = Factor de recuperación de condensados (barril/mpc)
- P_C = Precio del condensado (\$/barril)

Fig. 3.12 Calculo del Límite Económico.

En la figura 3.13 se puede observar la vida de un proyecto a través del tiempo y el proceso mediante al cual se llega al límite económico del mismo. Todos los proyectos tienen que pasar por una etapa de Inversión, posteriormente se tiene el comienzo de la producción y con las ganancias que se obtienen de esta producción primaria, se pagan las inversiones iniciales y los gastos de operación que se tengan en ese momento, cuando el flujo de efectivo llega a cero quiere decir que hemos pagado todas nuestras deudas y que vamos a empezar con el periodo de recuperación o ganancia, cuando nos encontramos en este periodo de ganancia, el flujo de efectivo puede disminuir en algunos momentos, debido a que puede que se requiera de algún tipo de inversión

extra, como por ejemplo algún tipo de reparación, este periodo continua hasta que tenemos el mayor flujo de efectivo, que en la figura esta representado por un pico, después de el cual nuestras ganancias comienzan a disminuir, al momento en el que nos encontramos en esta cima, se le conoce como límite económico de un proyecto.

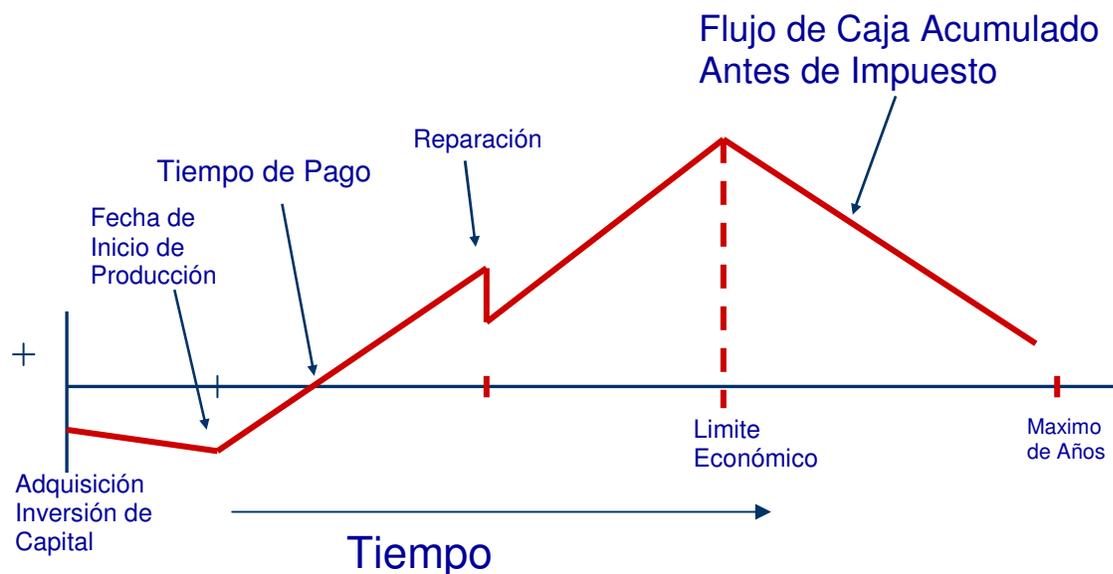


Fig. 3.13 Límite económico de un Proyecto.

3.10 Clasificación de Proyectos

Los proyectos se clasifican en: Integrales de explotación y exploración (incluyen las inversiones de seguridad industrial y protección ambiental), Explotación, Exploración e Infraestructura y soporte.

Los de Explotación pueden ser de aceite pesado, ligero y superligero, además de los referentes a gas.

Los de exploración pueden ser de IR o EP, IR = Incorporación de reservas, EP = Evaluación del Potencial.

El logro de las metas de los proyectos se fundamenta en la eficiente ejecución de las actividades programadas, donde la adquisición de la información, el procesamiento de datos sísmicos y la interpretación geológica-geofísica, permitirán identificar nuevas oportunidades y generar localizaciones exploratorias, así como evaluar el riesgo geológico asociado a las mismas, fortaleciendo así el portafolio de proyectos exploratorios.

ANÁLISIS DE EVALUACION ECONOMICA

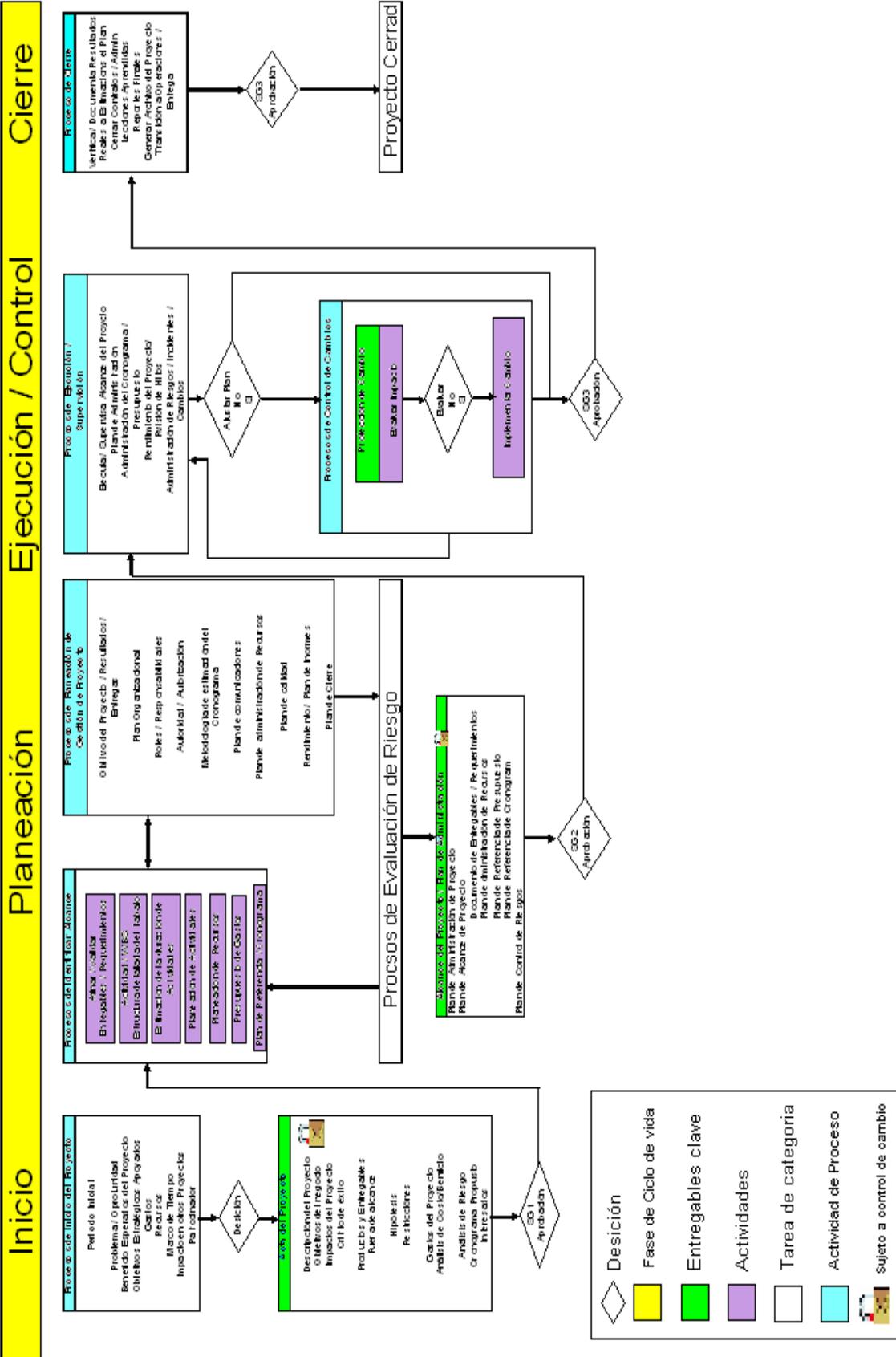
• Análisis	• Descripción	• Comentarios
A. Flujos de efectivo	• Método estándar de evaluación económica con base al cálculo del Valor Presente Neto de los flujos de efectivo	• Recomendado para proyectos que recuperen nuevas reservas o que reclasifiquen reservas existentes* (no afecta nada existente)
B.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

* Incluye reservas desarrolladas no explotadas

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

Nota: Cabe aclarar que la evaluación económica puede hacerse por un equipo (v.gr., ducto, compresor, etc.) o por el conjunto de ellos dependiendo de la definición de unidad de inversión (v.gr., compuesta, individual)

Ciclo de Vida de la Administración del Proyecto



Riesgo

Introducción

La diferencia entre una buena o mala decisión puede ser la diferencia entre éxito y fracaso, las ganancias y las pérdidas, o incluso entre la vida y la muerte.

Si bien los problemas más simples se pueden analizar con tan sólo unos cálculos, tomar decisiones más complicadas puede tomarle a una compañía meses o años de preparación. Por ejemplo, uno de los dilemas que enfrentan hoy en día las compañías de explotación y producción es, cómo desarrollar yacimientos situados en aguas profundas.

Existen varios métodos para ayudar a quienes toman decisiones, como evaluar la incertidumbre, reducir el riesgo y escoger soluciones que se puedan llevar a la práctica. Entre estos cálculos se incluye el valor actual neto (VPN), los análisis de flujo de efectivo descontados, la simulación de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones, el análisis de árbol de decisiones y la teoría de las preferencias.

Las situaciones elementales se pueden resolver con cálculos básicos como el valor esperado, pero los casos en los que participan más factores requieren un proceso de análisis de decisiones que combina información de múltiples disciplinas, da cuenta de incertidumbre y evalúa el efecto de las diferentes decisiones.

Tanto los ingenieros como los matemáticos y expertos en otras disciplinas, han ideado diversas herramientas que nos permiten comprender las incertidumbres, y evaluar y mitigar los riesgos. En la industria petrolera y del gas abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento, sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero no recurren a estas nuevas técnicas

4.1 Riesgo e Incertidumbre

4.1.1 Riesgo

Existen tantas definiciones de riesgo e incertidumbre como libros existen sobre el tema. El riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. Tal vez la definición más simple e intuitiva de riesgo es la que establece que es la esperanza matemática de la pérdida, o la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso por la severidad de su impacto o magnitud del daño. Los efectos se pueden medir en diferentes unidades, de conformidad con las necesidades específicas de cada situación: en términos económicos, como cuando se desea calcular el impacto monetario promedio a lo largo de varios años que produce la explosión de un pozo; o en pérdidas de vidas humanas, que para la misma situación implica la cantidad promedio de fatalidades o heridas que se presentan como consecuencia del siniestro.

4.1.2 Incertidumbre

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento sorpresa con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos. El riesgo, contempla las probabilidades de perder al considerar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto. Desde el punto de vista de la supervivencia de la compañía, riesgo es el conjunto de eventos inciertos o condiciones que atentan contra el cumplimiento de las estrategias de negocios de la compañía.

Es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro. El riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente el bienestar de lo que se evalúa.

Toda situación riesgosa es incierta, pero pueda haber incertidumbre sin riesgo.

4.2 Análisis de Sensibilidad

Su importancia radica en que permite realizar un análisis rápido de las condiciones generales y el grado de exposición de la situación que se requiere estudiar. En ocasiones los indicadores son bastante intuitivos y de uso común para la mayoría de las personas. Sin embargo, a pesar de su sencillez, o gracias a ella, es ampliamente utilizado por grandes empresas como complemento del análisis económico y de riesgo más sofisticado.

Un lugar preponderante dentro del abanico de posibilidades lo constituye el análisis de sensibilidad, que ofrece el primer acercamiento a la medición de riesgos, y gracias a ello permite confirmar la priorización de riesgo realizada con el análisis cualitativo. Su relevancia consiste en que es una herramienta fácil de construir e interpretar, y ofrece un buen punto de partida para análisis más completos, como el análisis de escenarios y la simulación de Montecarlo, entre otras.

Pero su valor se multiplica cuando se utiliza como complemento de los árboles de decisiones. Sin embargo, para que pueda ser utilizado en la forma debida, es necesario que los riesgos identificados y priorizados sean reflejados como variables independientes en el modelo, algo que desafortunadamente no se realiza en todas las ocasiones, lo cual lleva a que los riesgos identificados previamente desaparezcan de los análisis, y que al final sean ignorados.

Existen 4 diferentes métodos para el análisis de sensibilidad que son empleados de acuerdo con el nivel de complejidad deseado:

- 1) Sensibilidad de una variable
- 2) Análisis tipo araña
- 3) Análisis de tornado
- 4) Análisis multivariable

Al utilizar los tres primeros métodos, se busca visualizar el comportamiento de una variable, tal como el VPN, a una variable cambiante, como podría ser el precio del producto vendido. En contraste, el análisis mutivariable utiliza un análisis estadístico de

cada variable, y considera las interrelaciones entre ellas para determinar el impacto real, razón por la cual es mucho más exacto, pero requiere mayor elaboración, por lo que típicamente se construye a partir de la simulación de Montecarlo.

En el primer caso, se observa el comportamiento del valor presente de compra frente a la utilización esperada, dejando constante las demás variables. El análisis tipo araña permite establecer el impacto porcentual de la variación de las incertidumbre presentes. El análisis tipo tornado presenta la misma información, pero de una manera más completa donde el analista es quien toma la decisión. La gráfica debe su nombre a que las variables se organizan de acuerdo a su nivel de relevancia en el resultado final, y a diferencia del anterior, se presentan las variaciones en términos absolutos, lo cual permite contestar muchas interrogantes. La línea vertical representa el caso base.

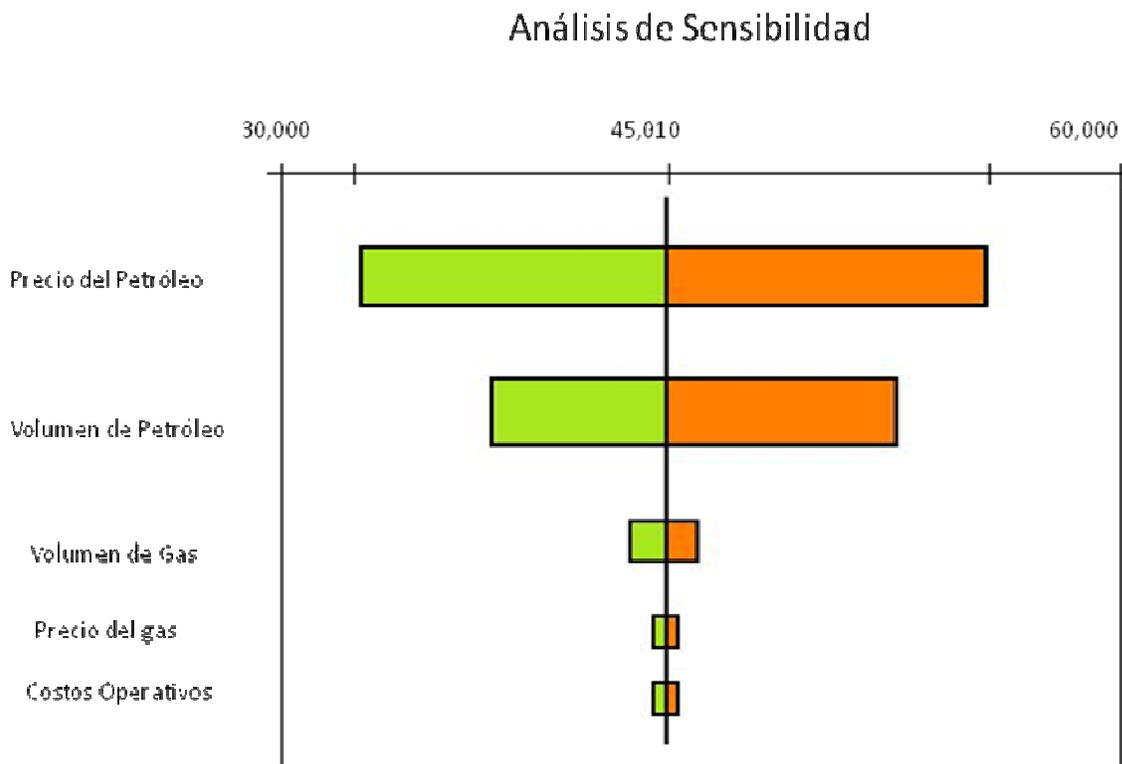


Fig.4.1 Diagrama de Tornado.

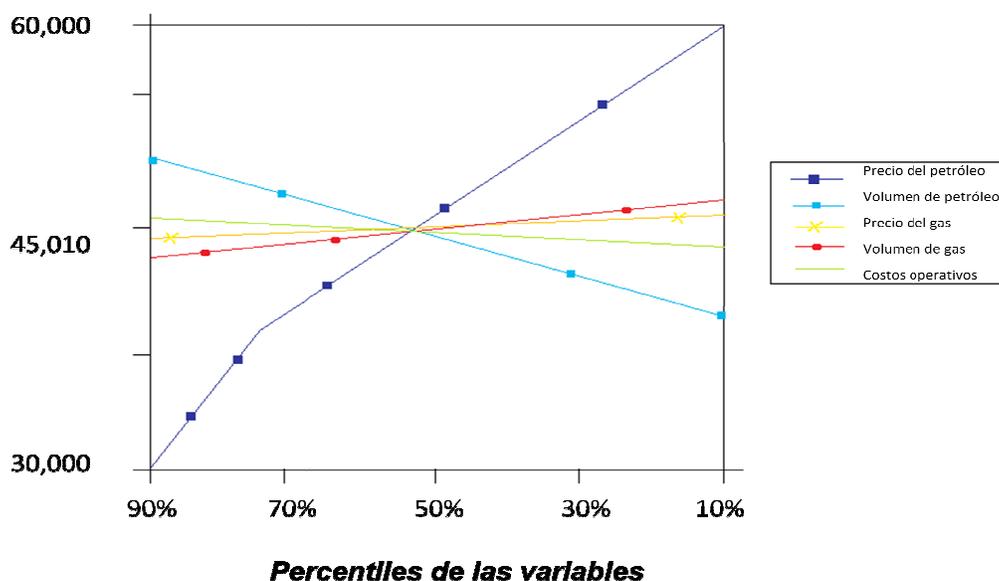


Fig.4.2 Diagrama de Araña

Los “análisis de sensibilidad” tipo araña y tipo tornado son complementarios, con aplicación de acuerdo con la información que se quiera analizar. Tradicionalmente, el tipo araña es más empleado, debido a que es más fácil de leer e interpretar. Sin embargo, el segundo se utiliza para revisar el comportamiento lineal de las variables dependientes.

El “análisis de árbol de decisión” es una manera de encuadrar y resolver situaciones complejas que requieren la toma de una decisión. La clave para el éxito, consiste en definir el problema con claridad desde el principio y luego determinar las decisiones que se deben tomar. La etapa de definición del problema incluye la identificación de toda la información conocida, y la especificación de todos los factores que pudieran influir en el resultado final. Para acelerar el proceso, las decisiones se pueden posponer, de modo que la información futura ayuda al proceso de toma de decisiones.

Un análisis de sensibilidad como éste permite asignar un orden de importancia a los factores que se deberán considerar en una decisión. Por ejemplo, una decisión puede depender de seis factores: 1) precio del petróleo, 2) volumen de petróleo, 3) precio del gas, 4) volumen del gas, 5) gastos de capital y 6) costos operativos; pero se desconoce la importancia relativa de estos factores. Para ciertos elementos de incertidumbre, o un rango de posibles valores, el análisis de sensibilidad calcula los valores actuales netos

representados por dichos elementos de incertidumbre, y clasifica cada factor. Como se muestra en la Fig. 4.1, con un análisis de sensibilidad se pueden encontrar los factores que más van a impactar en nuestra toma de decisión (Diagrama de Tornado).

Los factores que más influyen en los resultados del proyecto son los que tienen el rango más alto de VPN. La forma de la gráfica con valores altos en la parte superior y valores bajos en la inferior, le da a esta representación el nombre de “Diagrama de Tornado”.

Como se puede ver en el ejemplo los dos factores que más importan son el precio del petróleo y el volumen de petróleo. La incertidumbre acerca de los costos operativos no afecta el resultado de manera significativa y, por lo tanto, se puede tratar como una certeza sin influir en forma importante en los resultados.

Sin embargo, no se debe de perder de vista que el análisis tiene la gran limitación de no permitir ver el efecto de la interrelación de las variables entre sí, o la posibilidad de modificarlas en forma simultánea, lo cual es de gran utilidad para medir su importancia real en el valor del proyecto.

Cuando se desea revisar la importancia relativa de las variables dentro de los análisis de sensibilidad de tornado y araña, se recomienda modificar en una porción igual al 10 o 20 % del valor que tiene en el caso base. De esta forma se evita que aquella que presente mayor incertidumbre (y con ello genere mayor fluctuación), pueda considerarse como más sensible, a pesar de que sea la más crítica en el resultado.

4.3 Árbol de Decisión

Los árboles de decisión son extremadamente útiles para mostrar en una sola imagen todos los posibles cursos de acción que posee una iniciativa de mejoramiento.

Una vez que se ha encuadrado el problema, los árboles de decisión ayudan a encontrar el camino hacia la solución. Los árboles de decisión son diagramas que ilustran el flujo de un proceso de toma de decisiones como una secuencia de eventos y posibles resultados. Los eventos se representan como puntos o nodos, y los resultados, como ramas que salen de cada nodo. Los nodos representan la decisión (en los cuales quien toma la decisión decide la rama a seguir), o nodos de incertidumbre, donde el resultado

estará determinado por varias posibilidades. A cada rama se le asocia el valor monetario, que se espera del resultado. Además, las ramas que salen de los nodos de incertidumbre, se ponderan con la probabilidad de que tal resultado ocurra. En forma gráfica, los nodos de decisión se expresan como cuadrados y los nodos de incertidumbre como círculos.

En este ejemplo Fig. 4.3, el nodo de decisión indica el punto donde quien toma la decisión escoge perforar o no perforar. El tamaño esperado del yacimiento tiene una distribución continua y tres posibles resultados.

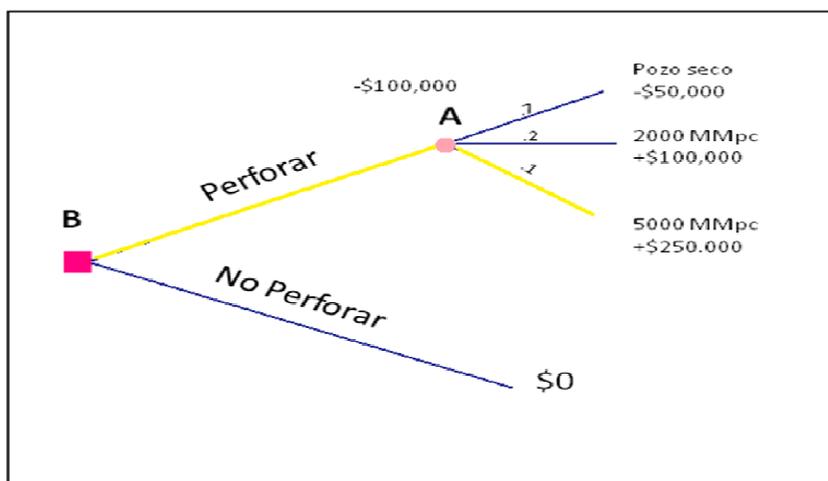


Fig. 4.3 Árbol de decisión.^{a9}

Idealmente, las ramas del nodo de incertidumbre tratan de atraer los aspectos más importantes de esta distribución continua.

El valor esperado de un nodo de incertidumbre es la suma de todos los valores esperados, y ponderados según las probabilidades, de todos los resultados que se ramifican desde dicho nodo.

De este modo, al retroceder desde el final o del lado derecho del árbol, se pueden calcular los valores esperados para cada resultado. Una vez que se han calculado los

^{a9} La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas, Oilfield Review.

valores esperados, se puede tomar la ruta de decisión óptima, es decir, la que proyecta el mayor valor esperado.

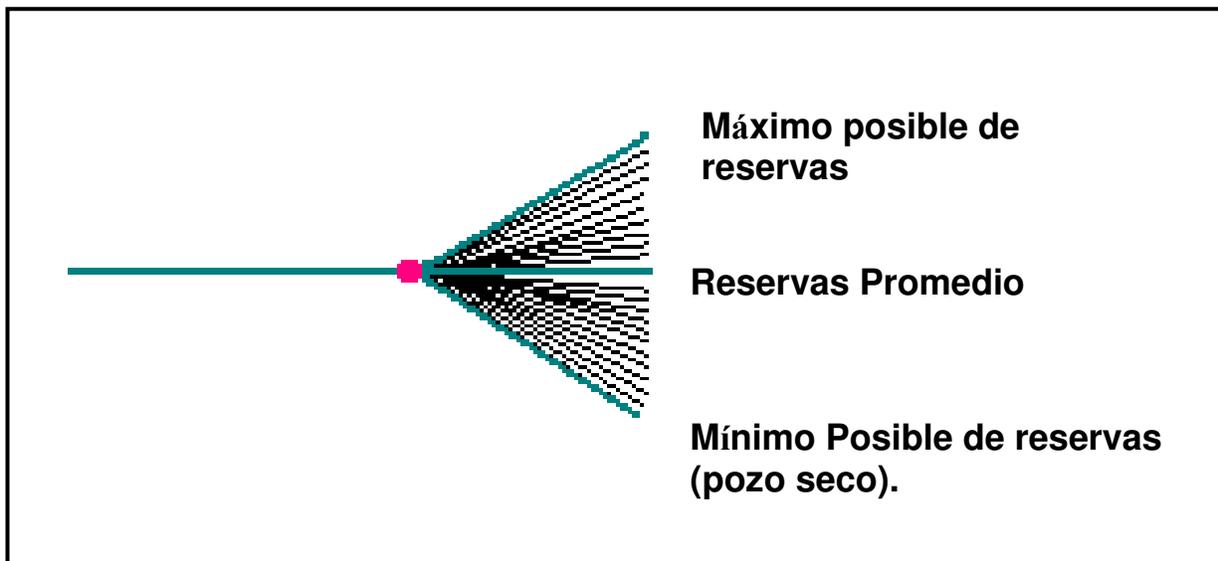


Fig. 4.4 Distribución continua del tamaño esperado de yacimiento. ^{a9}

En la Fig. 4.4 se muestra que si bien el valor esperado del tamaño del yacimiento puede caer en cualquier punto de la distribución continua, se deben seleccionar los valores más probables para las ramas del árbol de decisiones.

Este mismo método funciona para toma de decisiones más complicadas. En este ejemplo Fig. 4.5, la decisión de comprar o no áreas, depende de comprender los posibles resultados de una secuencia de decisiones, entre las que se incluyen realizar un estudio sísmico o no, perforar o no, y perforar un segundo pozo o no. Los resultados finales posibles (yacimientos de gran tamaño, yacimiento marginal o pozo seco) son los mismos, independientemente de la ruta de decisión. Sin embargo, tienen diferente probabilidad de ocurrencia en etapas distintas del árbol de decisiones, puesto que a medida que el árbol crece, se tiene mayor información.

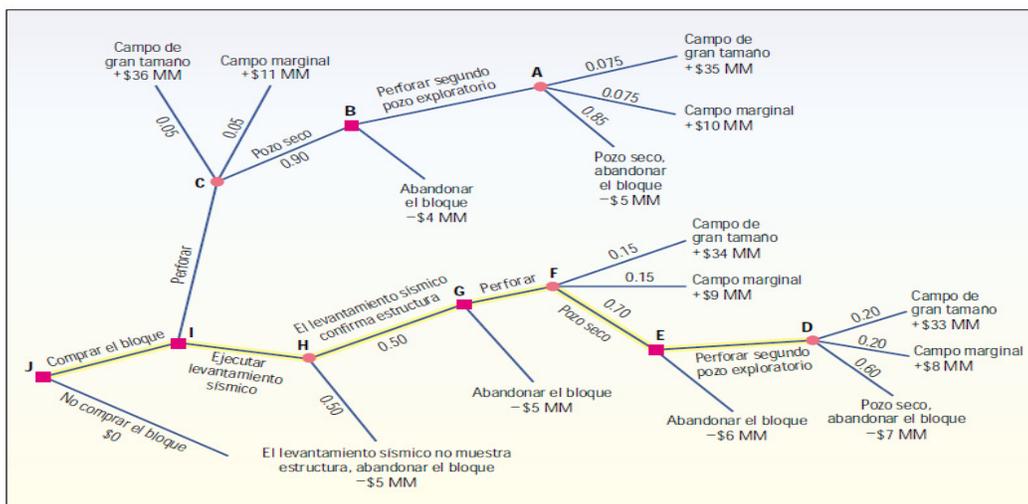


Fig. 4.5 Árbol de decisión para compra de bloques.^{a9}

Para la asignación de probabilidad a las tres ramas se requiere pericia técnica y, en este caso, se basa en el conocimiento previo de la región. La probabilidad y el valor de los distintos resultados también se pueden basar en el resultado de simulaciones de Monte Carlo más detalladas.

Dependiendo del tipo de decisión que se tome, se puede solicitar información a especialistas de diversas disciplinas de campos petroleros para el análisis del árbol de decisión.

Además, del tamaño y el contenido desconocido del yacimiento, es necesario predecir, entre otros, los siguientes resultados:

- Precio del petróleo y gas
- Calidad y confiabilidad de la generación de imágenes sísmicas o los datos de registro de pozos
- Probabilidad de que las herramientas de registros de pozos o tuberías de perforación queden atascadas y que se produzcan otros tipos de sucesos que causen tiempo improductivo del equipo de perforación
- Comportamiento del yacimiento o número de pozos
- Propiedades y comportamiento de los fluidos del yacimiento

- Complejidad de las terminaciones
- Costos del transporte hacia los mercados
- Mejoramiento obtenido de los métodos de estimulación, reacondicionamiento o mejoramiento de la recuperación.

Los árboles de decisión pueden ser de ayuda para el análisis de varios tipos de decisiones en la industria petrolera. Entre los ejemplos, se encuentra el decidir si reemplazar registros de herramientas operadas con cable por registros adquiridos durante la perforación, evaluar programas de inyección de agua, optimizar reacondicionamientos y escoger la mejor configuración de las partes superiores de las plataformas marinas.

4.3.1 Construcción de un árbol de decisión

Para la construcción de un árbol de decisión se deben seguir los siguientes pasos:

- 1) **Definición del problema:** en algunos casos esto es lo más sencillo, en otros, lo más difícil; debido a la falta de claridad en cuanto a lo que más pueda convenir a la compañía, o a las posibles cursos de acción. En este punto es de gran utilidad emplear ya sea el diagrama de causa efecto integrado, o el diagrama de influencia.
- 2) **Estructuración del árbol de decisiones:** una vez definido el problema, se debe esquematizar el árbol de decisión para lo cual es importante identificar y organizar cronológicamente eventos y decisiones, empezando por aquellos inmediatos y las correspondientes alternativas a considerar. Así, es posible ir construyendo el diagrama del árbol teniendo el cuidado de hacerlo siempre de izquierda a derecha. Es importante determinar los tiempos de evaluación como consecuencia de las decisiones tomadas, e identificar todas las incertidumbres que puedan suministrar información para una decisión futura, así como también establecer las decisiones posteriores que pueden verse afectadas como consecuencia de las situaciones inmediatas.

La estructura se divide de la siguiente manera:

- Decisiones, identificadas con cuadrados.
- Incertidumbres, identificadas con círculos.
- Alternativas o cursos de acción, o ramas, identificadas con líneas.

Una vez hecho el diagrama con eventos y decisiones en el tiempo, se procede a asignar probabilidades a los diferentes escenarios asociados a los eventos. Para ello, se debe considerar el juicio de los expertos y la información histórica disponible.

3) Resolver el árbol utilizando valores esperados y determinar la mejor estrategia a seguir: con todas las decisiones y alternativas en su sitio, es posible ahora determinar la mejor estrategia a seguir, para lo cual se procede de derecha a izquierda. Primero se resuelven las incertidumbres, utilizando el valor esperado de los diferentes escenarios planteados como solución a estos eventos; posteriormente, el mayor o menor valor en el caso de las decisiones. La solución al árbol es la mejor combinación de alternativas que maximiza el valor.

Lo que se busca es:

- Maximizar ganancias
- Disminuir costos

4) Realizar el análisis de sensibilidad: finalmente, es útil adelantar un análisis de sensibilidad que muestre la forma en que podría cambiar la decisión en el caso de que algunos de los supuestos que se utilizaron se modifiquen, por ejemplo en términos de las probabilidades asignadas, las operaciones o los costos, de acuerdo con la metodología definida para el proceso de toma de decisiones.

5) Tomar la decisión que convenga, considerando las preferencias al riesgo.

4.4 Simulación de Montecarlo

En el mundo de los negocios, en las compañías de servicios, en las grandes fábricas entre otras, es cada vez más popular el uso de herramientas de simulación que permiten generar múltiples escenarios, los cuales son de gran utilidad en el momento de evaluar los cursos de acción a seguir.

El propósito de la simulación es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características de la situación analizada, para generar las conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados. Las etapas necesarias para realizar este proceso son:

- 1) Construcción del modelo determinista
- 2) Identificación de las variables críticas
- 3) Definición de la distribución de probabilidad de las variables aleatorias
- 4) Construcción del modelo de simulación
- 5) Realización de la simulación
- 6) Análisis de resultados
- 7) Generación de análisis complementarios.

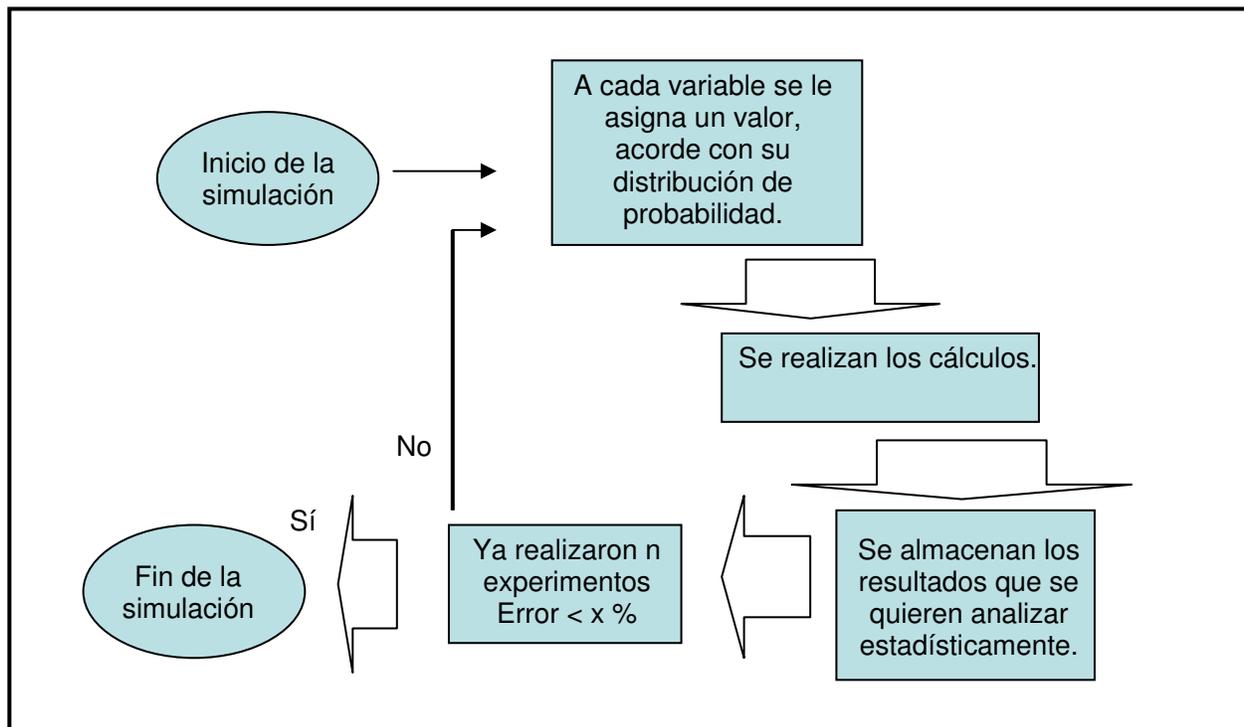


Fig. 4.6 Flujograma del proceso de simulación de Montecarlo.^{a10}

^{a10} Gestión Integral de Riesgos.

Las variables que se utilizarán para la construcción de su distribución de probabilidad, son aquellas que se obtuvieron en el análisis de sensibilidad, como las que causan el mayor impacto.

La simulación de Montecarlo considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos. Lo más importante es que incorpora el concepto de probabilidad.

Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy fácil deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro. Pero, en la práctica, por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro.

Los geólogos y los ingenieros tienen que estimar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de la roca.

Lo que ellos pueden hacer con los datos limitados con los que cuentan, sin embargo, es trazar una curva de distribución, es decir, una curva que describa la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo.

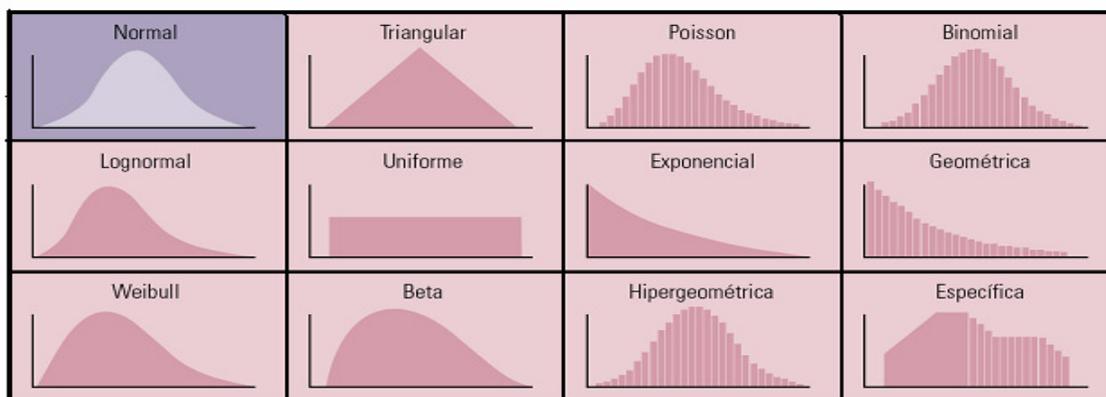


Fig. 4.7 Distribuciones de probabilidad.^{a11}

En la simulación de Montecarlo cada uno de los datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí (procedimiento conocido como una prueba). El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables. Este muestreo arbitrario de cada distribución de datos

^{a11} Riesgos medidos, Oilfield Review.

ingresados se repite muchas veces, por lo general entre 1,000 y 10,000 veces, dependiendo del tipo de cálculo que se desea realizar. Con tantas pruebas la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos. Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra un valor en particular.

La forma de las distribuciones puede variar enormemente. Una distribución triangular, por ejemplo, se puede elegir para la porosidad si los expertos pueden asegurar que conocen los valores de porosidad mínima y máxima y más probable.

Si bien la simulación de Montecarlo es ampliamente utilizada para estimar las reservas, sólo una cantidad limitada de compañías la adoptan como método para tomar decisiones económicas.

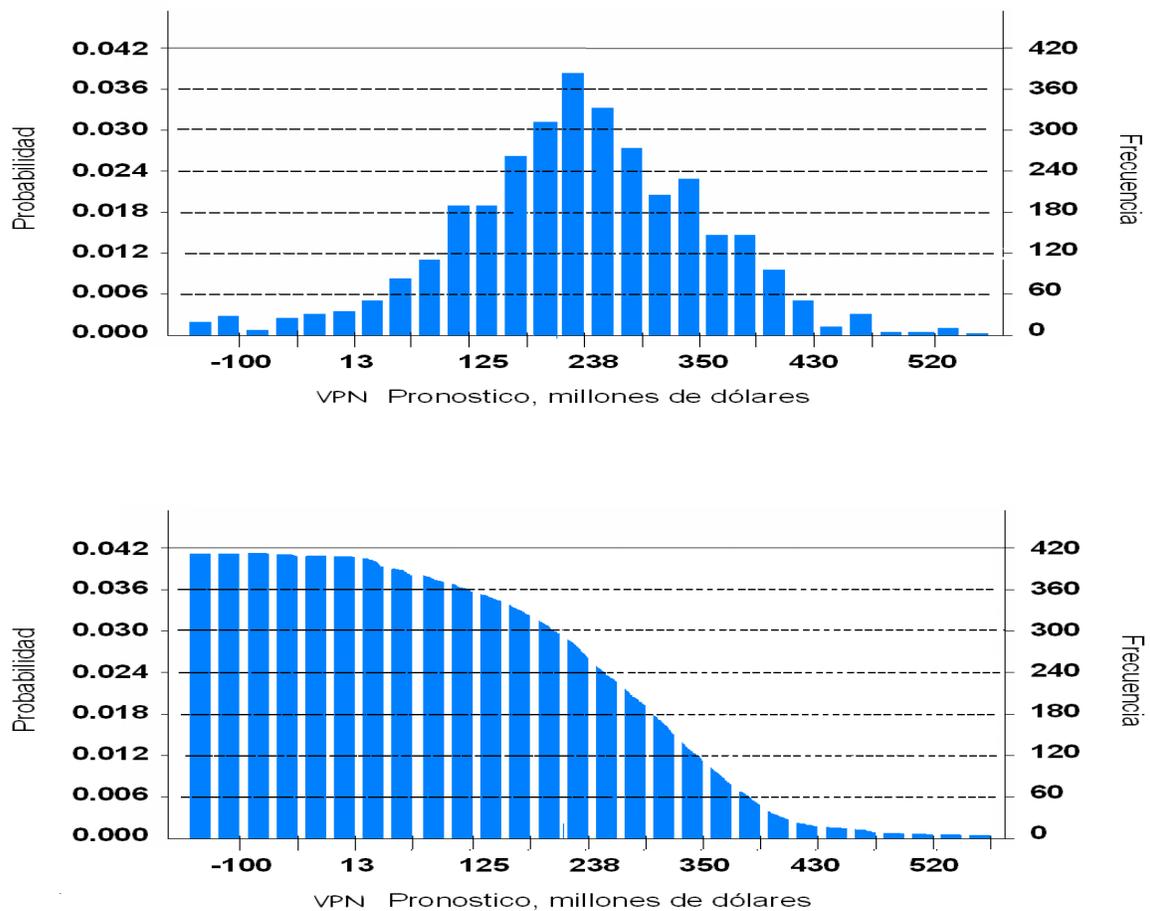


Fig. 4.8 Resultados de la Simulación de Monte Carlo

La figura 4.8 muestra toda la gama de resultados posibles, como el Valor Presente Neto (VPN) y la probabilidad de alcanzar cada uno de ellos. También se puede observar la frecuencia de cada resultado para 420 pruebas (arriba). La simulación no brinda una única respuesta, si no un rango de ellas. El responsable de tomar decisiones recibe un panorama general. La distribución de la inversa de las probabilidades acumuladas, (abajo) muestra la probabilidad de obtener un VPN mayor, que un cierto valor sobre el eje de las X.

Aplicación

Introducción

A lo largo de este capítulo se desarrollará un programa completo de evaluación económica de un proyecto de explotación petrolero. Los datos utilizados durante el desarrollo del proyecto son reales, el nombre del campo no se revela por políticas de confidencialidad de PEMEX.

En primera instancia se obtendrán los volúmenes originales y las reservas de hidrocarburos, para la categoría de Probadas y Probables, cumpliendo en todo momento con los lineamientos que se analizaron a lo largo del trabajo, posteriormente se realizará la evaluación económica y los cálculos de riesgo convenientes, para finalmente concluir si el proyecto es rentable o no.

Una vez calculado el valor de las Reservas, se procede al cálculo del número óptimo de pozos. Los pozos se pondrán a producir inmediatamente después de su terminación, su producción declinada comenzará desde el primer mes y su factor de declinación permanecerá constante durante toda su vida productiva. Una vez que el campo haya quedado completamente desarrollado y se hayan determinado en el tiempo los perfiles de producción de gas, aceite y condensado, se procede a calcular los indicadores de rentabilidad del proyecto.

Los cálculos se realizan en una primera fase de manera sencilla en Excel, para tener un panorama de forma rápida, posteriormente se utilizará software especializado de la compañía Schlumberger, Peep y Volts, para hacer la evaluación económica y de riesgo, de una manera más detallada.

5.1 Cálculos en Excel

5.1.1 Ubicación del Proyecto

El campo está ubicado en el Golfo de México Fig. 5.1 en un tirante de agua de 70 metros.



Fig.5.1 Ubicación del campo en análisis

Tras la perforación de un pozo exploratorio se encontró que los hidrocarburos se localizan en una brecha calcárea dolomitizada. La profundidad total perforada fue de 4800 metros verticales. Se efectuaron pruebas de presión-producción, encontrando que la densidad del aceite es de 40 grados API (superligero, según la clasificación de las reservas de hidrocarburos)

El pozo se encuentra ubicado en la cima de un anticlinal alargado y se trata de un yacimiento naturalmente fracturado.

Mediante análisis de núcleos se pudo determinar que la porosidad promedio del campo es de 8 %, la saturación de agua promedio es 19 % y la permeabilidad estimada es del orden de 20 md.

5.1.2 Cálculo del área de las reservas

Por medio de un mapa de sección sísmica, proporcionado por los geólogos, se realiza el calculo del área de las reservas, Probadas y Probables, utilizando la técnica de rectángulos equivalentes.

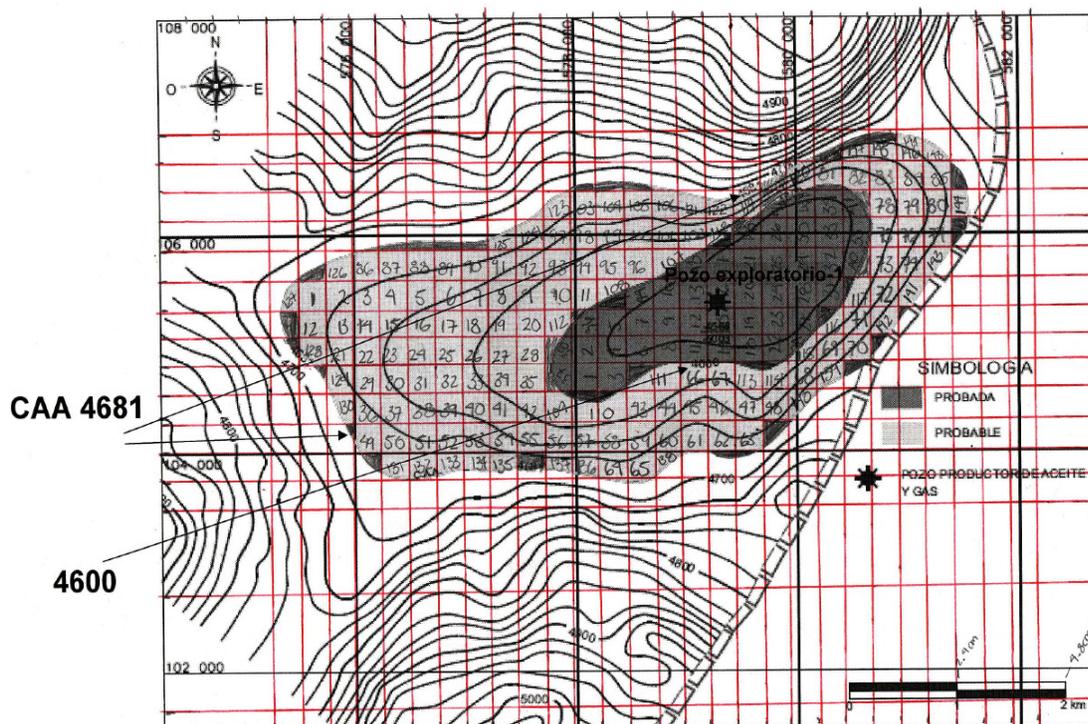


Fig. 5.2 Mapa de Sección Sísmica

La técnica consiste en dibujar rectángulos de igual tamaño dentro de la zona de interés, se cuenta el número de rectángulos, y posteriormente se realiza la conversión a tamaño real, por medio de la escala a la que este elaborado el mapa.

Del análisis del mapa se encontraron las siguientes equivalencias:

- I. 2.4 cm = 1 km
- II. 5.76 cm² = 1 km²
- III. 1 rectángulo = 0.36 cm²

1.- Cálculo del área para reserva Probada

- Número de rectángulos en el área → 46
- Realizando las conversiones necesarias encontramos que:

$$\left(\frac{0.36\text{cm}^2}{1\text{cuadro}}\right)(46\text{cuadros}) = (16.56\text{cm}^2)\left(\frac{1\text{km}^2}{5.76\text{cm}^2}\right) = 2.875\text{km}^2$$

2.- Cálculo del área para la reserva Probable:

- Número de rectángulos en el área → 149
- Realizando las conversiones necesarias encontramos que:

$$\left(\frac{0.36\text{cm}^2}{1\text{cuadro}}\right)(144\text{cuadros}) = (53.63\text{cm}^2)\left(\frac{1\text{km}^2}{5.76\text{cm}^2}\right) = 9.3125\text{km}^2$$

5.1.3 Cálculo de los volúmenes de hidrocarburos

1. Se proporcionan los siguientes datos del yacimiento, obtenidos del pozo exploratorio.

DATOS	
$\Phi =$	0.08
$S_w =$	0.19
$S_o =$	0.81
$k =$	20 md
Espesor =	175 m
$B_{oi} =$	1.9
$R_{si} =$	1020 pc/bl
$FR =$	0.37
$BPCE =$	5.523564 Mpc/bl

2. Utilizando las siguientes formulas, los datos y las áreas calculadas en el paso anterior, se calcula el volumen recuperable de gas y aceite.

Reserva Probada o 1P

- Volumen de aceite producido

$$N_p = \left(\frac{\text{Área} \times \text{Espesor} \times \Phi \times S_o}{B_{oi}} \right) \times FR$$

$$N_p = \left(\frac{(2.875 \times 10^6 m^2) \times (175 m) \times (.08) \times (.81)}{1.9} \right) \times 0.37 = 6.348907 \times 10^6 m^3$$

- Volumen de gas producido

$$G_p = N_p \times R_{si}$$

$$G_p = 39,930,186.42(bl) \times 1020(pc/bl) = 40,728,790.15(MPC)$$

RESERVA PROBADA			
NBoi =	32,602,500.00 m ³	=	205,046,903.25 bl
N =	17,159,210.53 m ³	=	107,919,422.76 bl
G =	-----	=	110,077,811.22 MPC
Np =	6,348,907.89 m ³	=	39,930,186.42 bl
Gp =	-----	=	40,728,790.15 MPC

- Por lo que la reserva en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente es:

$$RESERVA = Np + (Gp/5.523564)$$

$$RESERVA = 39,930,186.42(bl) + \left(\frac{40,728,790.15}{5.523564} \right) = 47,303,829.63(BPCE)$$

Calculo de la reserva Probable

- Volumen de aceite producido

$$Np = \left(\frac{\text{Área} \times \text{Espesor} \times \Phi \times So}{Boi} \right) \times FR$$

$$Np = \left(\frac{(9.3125 \times 10^6 m^2) \times (175m) \times (.08) \times (.81)}{1.9} \right) \times 0.37 = 20.56494079 \times 10^6 m^3$$

- Volumen de gas producido

$$Gp = Np \times Rsi$$

$$Gp = 129,339,082.11(bl) \times 1020(pc/bl) = 131,925,863.75(MPC)$$

RESERVA PROBABLE			
NBoi =	105,603,750.00 m ³	=	664,173,664.88 bl
N =	55,580,921.05 m ³	=	349,565,086.78 bl
G =	-----	=	356,556,388.51 MPC
Np =	20,564,940.79 m ³	=	129,339,082.11 bl
Gp =	-----	=	131,925,863.75 MPC

- Por lo tanto la reserva en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente es:

$$RESERVA = Np + (Gp/5.523564)$$

$$RESERVA = 129,339,082.11(bl) + \left(\frac{131,925,863.75}{5.523564} \right) = 153,223,274.22(BPCE)$$

Cálculo de la reserva total o 2P

Reserva 2P = Reserva Probada + Reserva Probable

$$Reserva_{2P} = 47,303,829.63(BPCE) + 153,223,274.22(BPCE) = 200,527,103.85(BPCE)$$

5.1.4 Número óptimo de pozos

Posterior a que el primer pozo perforado resulto productor y que se ha estimado la reserva de hidrocarburos, se procede a calcular el número óptimo de pozos a perforar. Para desarrollar un yacimiento de hidrocarburos se requiere la perforación de varios pozos y la construcción de instalaciones superficiales, como existen varias opciones de desarrollo, se realiza la evaluación económica, para seleccionar la mejor.

Se consideran las siguientes suposiciones:

- El análisis económico del proyecto iniciará cuando comienza a producir el primer pozo
- La RGA permanece constante
- El número óptimo de pozos se basa en un porcentaje de recuperación de la reserva a un tiempo
- Todos los pozos tienen el mismo comportamiento de producción
- El tiempo en que entran los pozos a producir estará a consideración del evaluador para mantener el perfil de producción, de la capacidad de proceso de la instalación
- El ritmo de producción declina exponencialmente
- El precio de venta de los hidrocarburos es constante durante la vida del proyecto

- Los gastos serán constantes durante la vida del proyecto
- La tasa de interés es constante durante la vida del proyecto
- Se contabilizarán los ingresos y egresos al final de cada periodo
- Para la amortización de los pozos se aplica el método de la línea recta

Reserva 1P

- 1) Por medio de un proceso iterativo, se calcula el número óptimo de pozos, en base al porcentaje de la reserva que se quiera recuperar en un cierto periodo de tiempo, para este caso será el más cercano al 100% de recuperación en un periodo de tiempo de 10 años.
- 2) Los datos requeridos para realizar este procesos son los siguientes:

DATOS	
Reserva Recuperable, Re (BPCE)	47,303,829.63
Ritmo de producción inicial de aceite para cada pozo, qoi (Bl/día)	6700.00
Relación Gas - Aceite, RGA (pie3/Bl)	1020.00
Tiempo en que entra el pozo a producir (te)	1.00
Número de equipos de perforación	5.00
Número Supuesto de pozos a perforar (w)	17.00
Tiempo de recuperación de la resreva (número de períodos, n)	10.00
Porcentaje requerido de recuperación al tiempo "n"	100.00
Factor de tiempo definido (anual, N)	365.00
BPCE	5523.56

- 3) Con los datos anteriores se realiza el siguiente procedimiento:

1) Se determinan los índices de declinación exponencial

b=	1.04	Declinación continua para cada período
Vol_hc =	7937.24	Volumen equivalente de hidrocarburos (BPCE)
d=	0.65	Declinación nominal para cada período

$$b = \left(\frac{N \times Vol_{hc} \times Num_{pозos}}{Re} \right)$$

$$Vol_{hc} = q_o + \left(\frac{q_o \times RGA}{5523.56} \right)$$

$$d = 1 - e^{-b}$$

Periodo	N
Anual	365
Mensual	30.41667
Bimestral	60.8333
Semestral	182.5

$N = \text{Factor_de_tiempo}$

2) Cálculo de la producción de aceite al primer día del inicio de cada periodo

pozo/qi(periodo)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	6.70E+03	2.37E+03	8.35E+02	2.95E+02	1.04E+02	3.67E+01	1.30E+01	4.58E+00	1.62E+00	5.71E-01
qoj (total)	1.14E+05	4.02E+04	1.42E+04	5.01E+03	1.77E+03	6.25E+02	2.21E+02	7.79E+01	2.75E+01	9.71E+00

$$q_{01,pozok} = q_{oi,pozok} \times e^{-b}$$

. $k=1, \dots, w$
, $j=2, \dots, n$

$$q_{oj,pozok} = q_{oj-1,pozok} \times e^{-b}$$

$q_{gj,pozok} = \text{ritmo_de_producción_de_aceite_al_período_j}(bl/día)$

$q_{oi} = \text{Gasto_de_aceite_inicial_de_producción}(bl/día)$

$n = \text{Num._de_períodos}$

$q_{oj,total} = q_{oj,poz01} + q_{oj,poz02} + \dots + q_{oj,poz0w}; j = 1, \dots, n$

3) Se calcula el volumen de aceite producido por periodo

pozo/Vo(periodo)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	1.52E+06	5.36E+05	1.89E+05	6.69E+04	2.36E+04	8.33E+03	2.94E+03	1.04E+03	3.67E+02	1.29E+02
Voj, Total (bl)	2.58E+07	9.12E+06	3.22E+06	1.14E+06	4.01E+05	1.42E+05	5.00E+04	1.77E+04	6.23E+03	2.20E+03

$$V_{o1,pozok} = \left(\frac{N \times q_{oi,pozok} \times d}{b} \right)$$

. $K=1, \dots, w$
, $j=2, \dots, n$

$$V_{oj,pozok} = \left(\frac{N \times q_{oj-1,pozok} \times d}{b} \right)$$

$V_{oj,total} = \text{vol._de_aceite_porducido_al_período_j}(bl)$

$V_{oj,tot} = V_{oj,poz01} + V_{oj,poz02} + \dots + V_{oj,poz0w}; j = 1, \dots, n$

4) Cálculo de la producción de gas al primer día del inicio de cada período

pozo/qg(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	6.83E+06	2.41E+06	8.52E+05	3.01E+05	1.06E+05	3.75E+04	1.32E+04	4.67E+03	1.65E+03	5.82E+02
qgj, Total (PCD)	1.16E+08	4.10E+07	1.45E+07	5.11E+06	1.80E+06	6.37E+05	2.25E+05	7.94E+04	2.80E+04	9.90E+03

$$q_{gi,pozok} = q_{oi,pozok} \times RGA$$

. $k=1, \dots, w$
, $j=2, \dots, n$

$$q_{gj,pozok} = q_{oj,pozok} \times RGA$$

$$q_{gi} = \text{gasto_inicial_de_gas}(\text{pie}^3/\text{día})$$

$$q_{gj,pozok} = \text{ritmo_de_producción_de_gas_al_período_j}(\text{pie}^3/\text{día})$$

$$q_{gj,total} = q_{gj,pozok1} + q_{gj,pozok2} + \dots + q_{gj,pozokw}; j = 1, \dots, n$$

5) Cálculo del volumen de gas producido en el período

pozo/Vg(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	1.55E+09	5.47E+08	1.93E+08	6.82E+07	2.41E+07	8.50E+06	3.00E+06	1.06E+06	3.74E+05	1.32E+05
Vgj, Total (PC)	2.63E+10	9.30E+09	3.28E+09	1.16E+09	4.09E+08	1.45E+08	5.10E+07	1.80E+07	6.36E+06	2.25E+06

$$V_{g1,pozok} = \left(\frac{N \times q_{gj,pozok} \times d}{b} \right)$$

. $k=1, \dots, w$
, $j=2, \dots, n$

$$V_{gj,pozok} = \left(\frac{N \times q_{gj-1,pozok} \times d}{b} \right)$$

$$V_{gj,pozok} = \text{Vol. de gas producido al período } j(\text{pie}^3)$$

$$V_{gj,total} = V_{gj,pozok1} + V_{gj,pozok2} + \dots + V_{gj,pozokw}; j = 1, \dots, n$$

6) Volumen de hidrocarburos recuperados de la reserva

pozo/Vl(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	2.81E+05	9.91E+04	3.50E+04	1.23E+04	4.36E+03	1.54E+03	5.43E+02	1.92E+02	6.77E+01	2.39E+01
Vlj, Total (BPCE)	4.77E+06	1.68E+06	5.95E+05	2.10E+05	7.41E+04	2.62E+04	9.24E+03	3.26E+03	1.15E+03	4.06E+02

$$V_{l1,pozok} = \left(\frac{V_{g1,pozok}}{5523.56} \right)$$

. $K=1, \dots, w$
, $j=2, \dots, n$

$$V_{lj,pozok} = \left(\frac{V_{gj,pozok}}{5523.56} \right)$$

$$V_{lj,pozok} = Vol_de_líquido_al_período_j(BPCE)$$

$$5523.56 = Factor_de_conversión_de_gas_a_líquido_equivalente$$

$$V_{lj,total} = V_{lj,pozo1} + V_{lj,pozo2} + \dots + V_{lj,pozow}; j = 1, \dots, n$$

7) Volúmenes totales de hidrocarburos líquidos producidos por período por cada pozo

pozo/VHC(perí)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	1.80E+06	6.36E+05	2.24E+05	7.92E+04	2.80E+04	9.87E+03	3.49E+03	1.23E+03	4.34E+02	1.53E+02
VHCj Total (BPC)	3.06E+07	1.08E+07	3.81E+06	1.35E+06	4.75E+05	1.68E+05	5.93E+04	2.09E+04	7.39E+03	2.61E+03

$$V_{Hcj,pozok} = V_{oj,pozok} + V_{lj,pozok}; \begin{matrix} K=1, \dots, w \\ j=2, \dots, n \end{matrix}$$

$$V_{Hcj,pozok} = Vol_total_hcs_producidos_al_período_j(BPCE)$$

$$V_{Hc,total} = V_{Hcj,pozo1} + V_{Hcj,pozo2} + \dots + V_{Hcj,pozow}; j = 1, \dots, n$$

8) Producción acumulada de hidrocarburos para cada período

pozo/VHC(perí)	
17	2.78E+06
Vacum Total	4.73E+07

$$V_{acumj,pozok} = V_{acumj-1,pozok} + V_{Hcj,pozok}; \begin{matrix} K=1, \dots, w \\ j=2, \dots, n \end{matrix}$$

$$V_{acumj,pozok} = Prod_acumulada_al_período_j(BPCE)$$

$$V_{acum,total} = V_{acumj,pozo1} + V_{acumj,pozo2} + \dots + V_{acumj,pozow}; K = 1, \dots, w$$

9) Obtener el porcentaje de recuperación de la reserva al período evaluado

$$\%Rec = 100.00$$

$$\%Rec = \left(\frac{V_{acum,total}}{Re} \right) \times 100$$

10) El número óptimo de pozos es de 17, ya que con ellos recuperamos el 100% de la reserva que se tiene como objetivo.

Reserva 2P

DATOS	
Reserva Recuperable, Re (BPCE)	200,527,103.85
Ritmo de producción inicial de aceite para cada pozo, qoi (Bl/día)	6700.00
Relación Gas - Aceite, RGA (pie3/Bl)	1020.00
Tiempo en que entra el pozo a producir (te)	1.00
Número de equipos de perforación	5.00
Número Supuesto de pozos a perforar (w)	45.00
Tiempo de recuperación de la reserva (número de períodos, n)	10.00
Porcentaje requerido de recuperación al tiempo "n"	100.00
Factor de tiempo definido (anual, N)	365.00
BPCE	5523.56

1) Se determinan los índices de declinación exponencial

b=	0.65	Declinación continua para cada período
Vol _{hc} =	7937.24	Volumen equivalente de hidrocarburos (BPCE)
d =	0.48	Declinación nominal para cada período

2) Cálculo de la producción de aceite al primer día del inicio de cada periodo

pozo/qo(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	6.70E+03	3.50E+03	1.83E+03	9.53E+02	4.97E+02	2.60E+02	1.36E+02	7.07E+01	3.69E+01	1.93E+01
qoj (total)	3.02E+05	1.57E+05	8.21E+04	4.29E+04	2.24E+04	1.17E+04	6.10E+03	3.18E+03	1.66E+03	8.67E+02

3) Se calcula el volumen de aceite producido por periodo

pozo/Vo(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	1.80E+06	9.39E+05	4.90E+05	2.56E+05	1.33E+05	6.97E+04	3.64E+04	1.90E+04	9.91E+03	5.17E+03
Voj, Total (bl)	8.09E+07	4.22E+07	2.20E+07	1.15E+07	6.01E+06	3.14E+06	1.64E+06	8.54E+05	4.46E+05	2.33E+05

4) Cálculo de a producción de gas al primer día del inicio de cada periodo

pozo/qg(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	6.83E+06	3.57E+06	1.86E+06	9.72E+05	5.07E+05	2.65E+05	1.38E+05	7.21E+04	3.77E+04	1.97E+04
qgj, Total (PCD)	3.08E+08	1.61E+08	8.38E+07	4.37E+07	2.28E+07	1.19E+07	6.22E+06	3.25E+06	1.69E+06	8.85E+05

5) Cálculo del volumen de gas producido en el período

pozo/Vg(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	1.83E+09	9.57E+08	5.00E+08	2.61E+08	1.36E+08	7.11E+07	3.71E+07	1.94E+07	1.01E+07	5.28E+06
Vgj, Total (PC)	8.25E+10	4.31E+10	2.25E+10	1.17E+10	6.13E+09	3.20E+09	1.67E+09	8.71E+08	4.55E+08	2.37E+08

6) Volumen de hidrocarburos recuperados de la reserva

pozo/Vl(período)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	3.32E+05	1.73E+05	9.05E+04	4.72E+04	2.46E+04	1.29E+04	6.72E+03	3.51E+03	1.83E+03	9.55E+02
Vlj, Total (BPCE)	1.49E+07	7.80E+06	4.07E+06	2.13E+06	1.11E+06	5.79E+05	3.02E+05	1.58E+05	8.23E+04	4.30E+04

7) Volúmenes totales de hidrocarburos líquidos producidos por período por cada pozo

pozo/VHC(perí)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	2.13E+06	1.11E+06	5.80E+05	3.03E+05	1.58E+05	8.25E+04	4.31E+04	2.25E+04	1.17E+04	6.13E+03
VHCj, Total (BPC)	9.59E+07	5.00E+07	2.61E+07	1.36E+07	7.12E+06	3.71E+06	1.94E+06	1.01E+06	5.28E+05	2.76E+05

8) Producción acumulada de hidrocarburos para cada período

pozo/VHC(perí)	
45	4.45E+06
Vacum Total	2.00E+08

9) Obtener el porcentaje de recuperación de la reserva al período evaluado

%Rec =	99.85
--------	-------

10) El número óptimo de pozos es de 17, ya que con ellos recuperamos el 100% de la reserva que se tiene como objetivo.

5.1.5 Evaluación económica

Reserva 1P

- Se utilizan los datos de producción obtenidos en el cálculo de número óptimo de pozos en los pasos (3) y (5), y se aplica el siguiente procedimiento:

1) Se requiere de la siguiente información

Datos	Valor	Unidades
Reserva	4.73E+07	BPCE
Relación condensado-gas	38.541	BPCE/Mpc
Encogimiento Gas	0.25936	
Precio Aceite	21.54	dlls/bl
Precio Gas	6.455	dlls/Mpc
Precio Condensado	30.769	dlls/bl
BPCE	5.523564	Mpc/bl
Transporte Troncal	0.075	dlls/bl
Transporte Secundario	0.375	dlls/bl
Variables / Producción	0.32	dlls/bl
Variables / Pozo	350,169	dlls
Fijo / Campo	982,029	dlls
Número de pozos	17.00	
Perf. y term. de pozos	53.58099661	MMdlls
Ductos y líneas	7.590641186	MMdlls
Estructuras Marinas	10.71619932	MMdlls
Equipo Subcubierta	0.714413288	MMdlls
Taponamiento	0.7	MMdlls/pozo
Desmantelamiento s/trans	0.7	MMdlls/pozo
Tipo de cambio	11.198	pesos/dll

2) Cálculo la producción total

Año	GAS Producción[PC/año] (Paso5_#_op_pozos)	ACEITE Producción[Mbls/año] (Paso3_#_op_pozos)	Gas Volmuen venta [MMpc] ((1) × Encogimiento)	Condensado Producción [MBPCE] ((1) × RCG)	Producción total [MBPCE] (2) + $\left(\frac{(3)}{5.523564}\right)$ + (4)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	26,349,621,341.3	25,833.0	19.52	1,015,540.8	1,041,373.7
2	9,302,649,352.7	9,120.2	6.89	358,533.4	367,654.9
3	3,284,270,535.0	3,219.9	2.43	126,579.1	129,799.4
4	1,159,501,184.9	1,136.8	0.86	44,688.3	45,825.3
5	409,358,176.6	401.3	0.30	15,777.1	16,178.5
6	144,522,592.1	141.7	0.11	5,570.0	5,711.8
7	51,023,237.9	50.0	0.04	1,966.5	2,016.5
8	18,013,590.6	17.7	0.01	694.3	711.9
9	1,151.4	6.2	0.00	0.0	6.3
10	406.5	2.2	0.00	0.0	2.2
Totales	40,718,961,568.9	39,929.0	30.2	1,569,349.5	1,609,280.4

3) Cálculo de los ingresos y costos totales

Ingresos Aceite[dls] (1) × precio_aceite (6)	Ingresos Gas[dls] (3) × precio_gas (7)	Ingresos Condensado[dls] (4) × precio_condensado (8)	Ingreso total [Mdll] (6) + (7) + (8) (9)	Costos de Operación Fijos[Mdls] $\frac{\text{Fijo/Campo}}{1 \times 10^6}$ (10)	Variables por BPCE (Mdls) (11)	Variables por pozo (Mdls) (11)	Costos Totales[Mdls] (10) + (11) (12)
556,442.0	126.0	31,247,173.5	31,803,742	982	801,858	5,953	808,793
196,450.1	44.5	11,031,714.5	11,228,209	982	283,094	5,953	290,029
69,356.1	15.7	3,894,711.4	3,964,083	982	99,946	5,953	106,880
24,485.9	5.5	1,375,015.4	1,399,507	982	35,285	5,953	42,220
8,644.7	2.0	485,444.8	494,091	982	12,457	5,953	19,392
3,052.0	0.7	171,384.7	174,437	982	4,398	5,953	11,333
1,077.5	0.2	60,506.8	61,585	982	1,553	5,953	8,488
380.4	0.1	21,361.7	21,742	982	548	5,953	7,483
134.3	0.0	1.4	136	982	5	5,953	6,940
47.4	0.0	0.5	48	982	2	5,953	6,937
			49,147,580	9,820	1,239,146	59,529	1,308,495

4) Cálculo de los indicadores económicos

Ingresos Operacionales Totales[Mdls] (9) – (12) (13)	Inversiones [Mdls] (14)	F.E. [Mdls] (13) – (14) (15)	Acumulado [Mdls] $\sum F.E$ (16)	VPN [Mdls] $\sum_{t=1}^n \left(\frac{F.E.}{(1+i)^t} \right)$ (17)	VPN Acum. [Mdls] $\sum VPN$ (18)
30,994,949	923,736	30,071,212	30,071,212	26,849,297	26,849,297
10,938,180	7,591	10,930,589	41,001,802	8,713,799	35,563,096
3,857,203		3,857,203	44,859,004	2,745,481	38,308,576
1,357,287		1,357,287	46,216,291	862,580	39,171,156
474,699		474,699	46,690,990	269,357	39,440,513
163,104		163,104	46,854,094	82,634	39,523,147
53,097		53,097	46,907,191	24,018	39,547,166
14,259		14,259	46,921,451	5,759	39,552,925
-6,804		-6,804	46,914,646	-2,454	39,550,471
-6,889	63,000	-69,889	46,844,758	-22,502	39,527,969
47,839,085	994,327 ΣVPI	46,844,757.7 ΣFE		39,527,969 ΣVPN	

5) De los datos anteriores se obtienen los siguientes resultados

Factor de recuperación	0.156684836	
VPN@12%	39527968.74	MMdls
Límite Económico	al Año 8	
Rel.Beneficio Costo	39.75348938	dls
Flujo de efectivo	46844757.75	MMdls

Reserva 2P

Datos	Valor	Unidades
Reserva	2.01E+08	BPCE
Relación condensado-gas	38.541	BPCE/Mpc
Encogimiento Gas	0.25936	
Precio Aceite	21.54	dlls/bl
Precio Gas	6.455	dlls/Mpc
Precio Condensado	30.769	dlls/bl
BPCE	5.523564	Mpc/bl
Transporte Troncal	0.075	dlls/bl
Transporte Secundario	0.375	dlls/bl
Variables / Producción	0.32	dlls/bl
Variables / Pozo	350,169	dlls
Fijo / Campo	982,029	dlls
Número de pozos	45.00	
Perf. y term. de pozos	53.5809661	MMdlls
Ductos y líneas	7.590641186	MMdlls
Estructuras Marinas	10.71619932	MMdlls
Equipo Subcubierta	0.714413288	MMdlls
Taponamiento	0.7	MMdlls/pozo
Desmantelamiento s/trans	0.7	MMdlls/pozo
Tipo de cambio	11.198	pesos/dll

Factor de recuperación	0.155862324	
VPN@12%	159734767.02	MMdlls
Límite Económico	al Año 8	
Rel.Beneficio Costo	64.03234659	dlls
Flujo de efectivo	199371187.96	MMdlls

Año	GAS Producción[PC/año] (Paso5_#_op_pozos)	ACEITE Producción[Mbls/año] (Paso3_#_op_pozos)	Gas Volmuen venta [MMpc] (1) × Encogimiento	Condensado Producción [MBPCE] (1) × RCG	Producción total [MBPCE] (2) + $\left(\frac{\beta}{5.523564}\right)$ + (4)	Ingresos Aceite[dlls] (1) × precio_aceite	Ingresos Gas[dlls] (3) × precio_gas	Ingresos Condensado[dlls] (4) × precio_condensado
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	82,532,988,080.0	80,914.7	61.13	3,180,903.9	3,261,818.6	1,742,902.5	394.6	97,873,231.9
2	43,080,277,321.6	42,235.6	31.91	1,660,357.0	1,702,598.3	909,754.1	206.0	51,087,523.6
3	22,486,890,845.5	22,046.0	16.65	866,667.3	888,716.2	474,870.2	107.5	26,666,484.9
4	11,737,627,780.8	11,507.5	8.69	452,379.9	463,889.0	247,871.1	56.1	13,919,277.5
5	6,126,765,450.5	6,006.6	4.54	236,131.7	242,139.1	129,382.9	29.3	7,265,535.3
6	3,198,027,368.6	3,135.3	2.37	123,255.2	126,390.9	67,534.8	15.3	3,792,438.4
7	1,669,295,019.2	1,636.6	1.24	64,336.3	65,973.1	35,251.6	8.0	1,979,563.6
8	871,332,712.3	854.2	0.65	33,582.0	34,436.4	18,400.5	4.2	1,033,285.6
9	82,340.9	445.9	0.00	3.2	449.1	9,604.6	0.0	97.6
10	42,980.0	232.7	0.00	1.7	234.4	5,013.4	0.0	51.0
Totales	171,703,329,899.5	169,015.1	127.2	6,617,618.0	6,786,645.1			

Ingreso total [Mdll] (6) + (7) + (8)	Costos de Operación Fijos[Mdls] $\frac{\text{Fijo/Campo}}{1 \times 10^6}$	Variables por BPCE (Mdls)	Variables por pozo (Mdls)	Costos Totales[Mdls] (10) + (11)	Ingresos Operacionales Totales[Mdls] (9) - (12)	Inversiones [Mdls] (14)	F.E. [Mdls] (13) - (14)	Acumulado [Mdls] $\sum F.E.$	VPN [Mdls] $\sum \left(\frac{F.E.}{(1+i)^t}\right)$	VPN Acum. [Mdls] $\sum VPN$
(9)	(10)	(11)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)
99,616,529	982	2,511,600	15,758	2,528,340	97,088,189	2,424,004	94,664,185	94,664,185	84,521,594	84,521,594
51,997,484	982	1,311,001	15,758	1,327,740	50,669,743	7,591	50,662,153	145,326,337	40,387,558	124,909,151
27,141,463	982	684,312	15,758	701,051	26,440,412		26,440,412	171,766,749	18,819,763	143,728,914
14,167,205	982	357,195	15,758	373,934	13,793,271		13,793,271	185,560,019	8,765,873	152,494,787
7,394,947	982	186,447	15,758	203,187	7,191,761		7,191,761	192,751,780	4,080,798	156,575,585
3,859,989	982	97,321	15,758	114,061	3,745,928		3,745,928	196,497,708	1,897,804	158,473,389
2,014,823	982	50,799	15,758	67,539	1,947,284		1,947,284	198,444,992	880,853	159,354,241
1,051,690	982	26,516	15,758	43,256	1,008,435		1,008,435	199,453,427	407,290	159,761,531
9,702	982	346	15,758	17,085	-7,383		-7,383	199,446,044	-2,662	159,758,869
5,064	982	180	15,758	16,920	-11,856	63,000	-74,856	199,371,188	-24,102	159,734,767
207,258,896	9,820	5,225,717	157,576	5,393,113	201,865,783	2,494,595 ZVI	199,371,188.0 ZFE		159,734,767 ZVPN	

- 6) Como la evaluación económica de la reserva 1P y 2P son rentables, por tanto se cumple con las exigencias de la U.S. SEC, se puede proseguir con la evaluación probabilista y de riesgo.

5.1.6 Diagrama de Tornado

Con este análisis de sensibilidad, se puede saber cuales son los valores del proyecto afectado por incertidumbre, si es aceptable el rango de posibles resultados, que incertidumbres son más significativas y si es importante refinar las estimaciones de las variables más significativas, entre otras.

Se realizan los siguientes cálculos:

- Para La producción acumulada se tiene una variación del 20% entre escenarios, para los precios de aceite, gas y condensado la variación es del 30%, para el capital la variación es del 20%, costos de operación variación del 20%
- Para crear un diagrama de tornado:

- 1) Calcular el Valor de Medición (VM) usando el estimado base de todas las variables

	Bajo P10	Base	Alto P90
Precio de aceite Dls/bl	15.078	21.54	28.002
Volumen de aceite MMBls	31.94	39.93	47.91
Precio de gas Dls/Mpc	4.5185	6.455	8.3915
Volumen de gas MMPc	24.13	30.16	36.19
Precio de condensado Dls/bl	21.54	30.77	40.00
Volumen condensado MMBls	1255.48	1569.349498	1883.22
Costos Operacionales MMDls	1046.795951	1308.494938	1570.193926
Capital MMDls	795.4616181	994.370227	1193.192427
Flujo de Efectivo MMDls		47039.23356	

- 2) Calcular el VM usando el estimado alto y bajo de cada variable

F.E con precio de aceite mínimo

F.E con precio de aceite máximo

	Bajo P10	Base	Alto P90
Precio de aceite Dls/bl	15.078	21.54	28.002
Volumen de aceite MMBls	31.94	39.93	47.91
Precio de gas Dls/Mpc	4.5185	6.455	8.3915
Volumen de gas MMPc	24.13	30.16	36.19
Precio de condensado Dls/bl	21.54	30.77	40.00
Volumen condensado MMBls	1255.48	1569.349498	1883.22
Costos Operacionales MMDIs	1046.795951	1308.494938	1570.193926
Capital MMDIs	795.4616181	994.3270227	1193.192427
Flujo de Efectivo MMDIs	47039.23356		

3) Calcular el cambio en el VM entre bajo y alto para cada variable.

4) Graficar cada cambio en una barra horizontal colocando el más significativo en la parte superior.

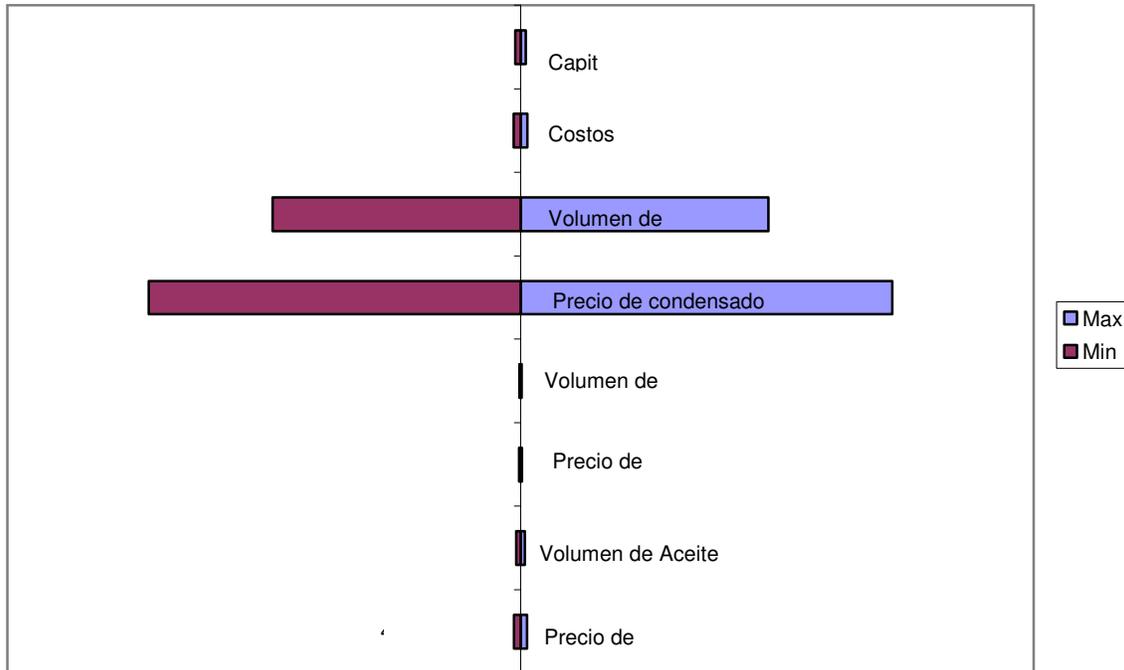
Reserva 1P

Los resultados quedan de la siguiente manera

	Bajo P10	Base	Alto P90	Rango de flujo de efectivo	Min	Max	Rango de Oscilación	SW2	Variabilidad %
Precio de aceite Dls/bl	15.078	21.54	28.002	Para el precio de aceite	46781.21	47297.25	516.0422	266299.6	0.021948329
Volumen de aceite MMBls	31.94	39.93	47.91	Para el volumen de aceite	46867.22	47211.25	344.0281	118355.4	0.009754813
Precio de gas Dls/Mpc	4.5185	6.455	8.3915	Para el precio de gas	46980.83	47097.63	116.8023	13642.77	0.001124433
Volumen de gas MMPc	24.13	30.16	36.19	Para el volumen de gas	47000.3	47078.17	77.86819	6063.455	0.000499748
Precio de condensado Dls/bl	21.54	30.77	40.00	Para el precio de condensado	32553.04	61525.43	28972.39	8.39E+08	69.18306892
Volumen condensado MMBls	1255.48	1569.349498	1883.22	Para el volumen de condensado	37381.77	56696.7	19314.93	3.73E+08	30.7480173
Costos Operacionales MMDIs	1046.795951	1308.494938	1570.193926	Para Op. Cost	46777.53	47300.93	523.398	273945.4	0.022578501
Capital MMDIs	795.4616181	994.3270227	1193.192427	Para el capital	46840.37	47238.1	397.7308	158189.8	0.013037955
Flujo de Efectivo MMDIs	47039.23356							1.21E+09	100

El grafico queda de la siguiente manera

Diagrama de Tornado

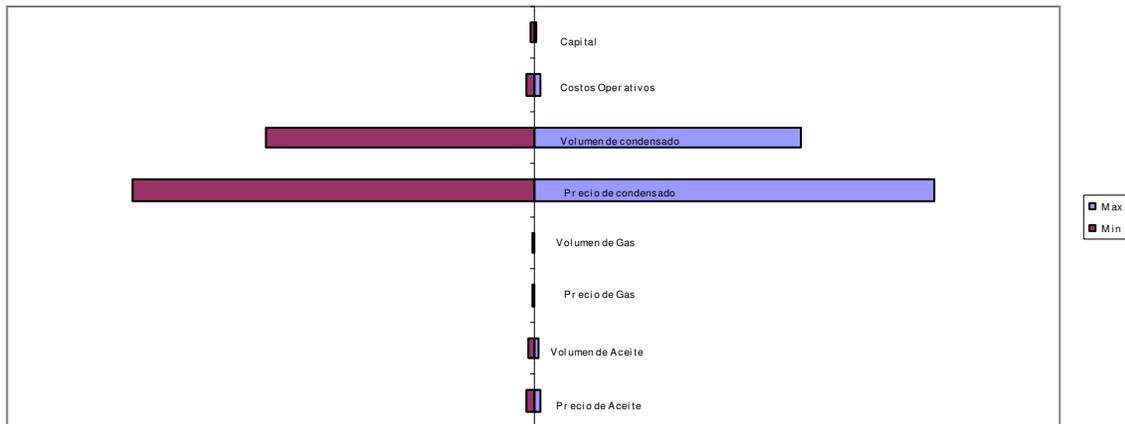


Por lo que se puede concluir que las variables que más impactan en el proyecto son el precio y el volumen de condensado.

Reserva 2P

	Bajo P10	Base	Alto P90	Rango de flujo de efectivo	Min	Max	Rango de Oscilación	SW2	Variabilidad %
Precio de aceite Dls/bl	15.078	21.54	28.002	Para el precio de aceite	199836.5	201120.8	2184.351	4771391	0.02211817
Volumen de aceite MMBls	135.21	169.02	202.82	Para el volumen de aceite	199800.5	200756.8	1456.234	2120618	0.009830298
Precio de gas Dls/Mpc	4.5185	6.455	8.3915	Para el precio de gas	199782.4	200274.9	492.5308	242586.6	0.00112453
Volumen de gas MMPc	101.74	127.17	152.60	Para el volumen de gas	199864.5	200192.8	328.3539	107816.3	0.000499791
Precio de condensado Dls/bl	21.54	30.77	40.00	Para el precio de condensado	198943.4	261113.9	122170.5	1.49E+10	69.1886607
Volumen condensado MMBls	5294.09	6617.618038	7941.14	Para el volumen de condensado	159305.1	240752.1	81447	6.63E+09	30.75065159
Costos Operacionales MMDls	4314.490469	5393.113087	6471.735704	Para Op. Cost	199850	201107.3	2157.245	4653707	0.021572636
Capital MMDls	2125.768887	2657.208609	3188.65033	Para el capital	199497.2	200560.1	1062.883	1129721	0.005236914
Flujo de Efectivo MMDls		20028.638						2.16E+10	100

Diagrama de Tornado

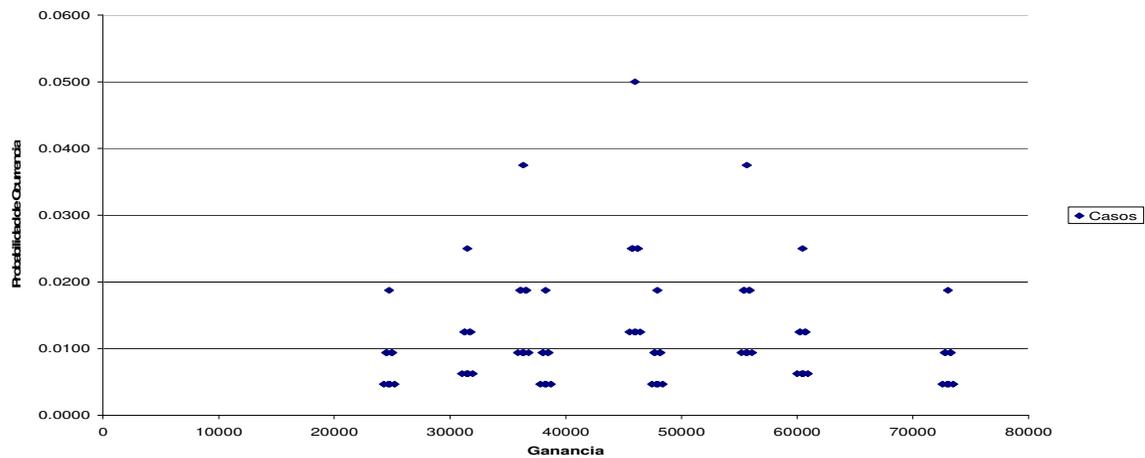


51.7 Árbol de decisión

Con un árbol de decisión se pueden encontrar los distintos escenarios que se pueden presentar, utilizando las variables que más impactaron en el diagrama de tornado, para saber que riesgos se corre durante las operaciones si es que surge algún cambio inesperado.

Reserva 1P

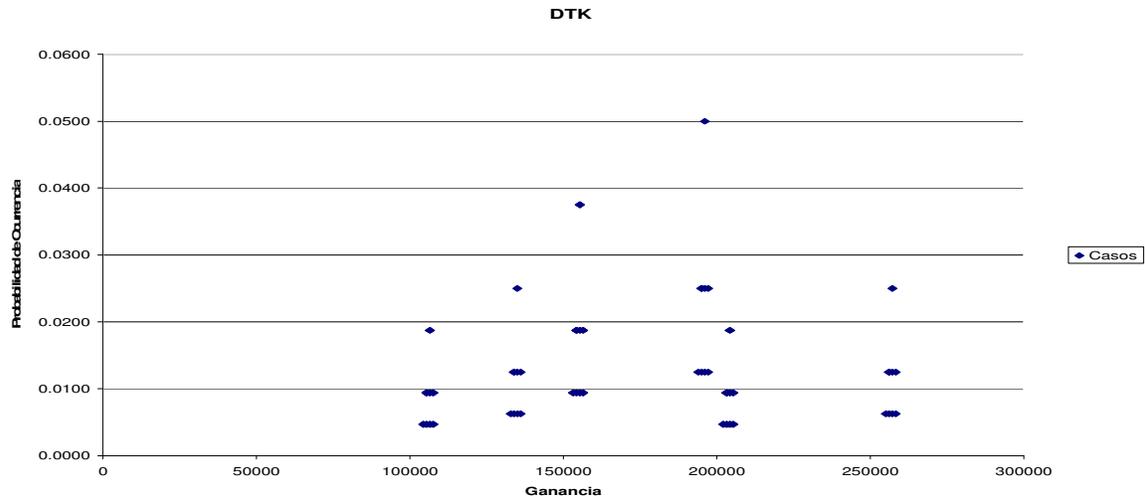
DTK



Reserva 2P

Decision Tree

Producción	OpCost	Inversiones	Precio	Ganancia	Probabilidad de Ocurrencia		
Pozo Exitoso 1	5.2941E+03	0.3	Base 5393.113 0.5	Alto 40.00 0.25	202101.8029 0.0047		
				Base 30.77 0.5	153233.6055 0.0094		
				Bajo 21.54 0.25	104365.408 0.0047		
				Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	203164.6864 0.0094
						Base 30.769 0.5	154296.4889 0.0188
						Bajo 21.5383 0.25	105428.2915 0.0094
				Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	203164.6864 0.0047
						Base 30.769 0.5	154296.4889 0.0094
						Bajo 21.5383 0.25	105428.2915 0.0047
				Alto 3.1887E+03 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	203180.4256 0.0094
						Base 30.769 0.5	154312.2281 0.0188
						Bajo 21.5383 0.25	105444.0306 0.0094
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	204243.309 0.0188				
		Base 30.769 0.5	155375.1115 0.0375				
		Bajo 21.5383 0.25	106506.9141 0.0188				
Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	204243.309 0.0094				
		Base 30.769 0.5	155375.1115 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	106506.9141 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	204259.048				
		Base 30.769 0.5	155390.8507 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	106522.6533 0.0047				
Alto 4314.49 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	205321.932				
		Base 30.769 0.5	156453.7342 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	107585.5367 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	205321.932				
		Base 30.769 0.5	156453.7342 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	107585.5367 0.0047				
Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	255042.3502 0.0063				
		Base 30.769 0.5	193957.1034 0.0125				
		Bajo 21.5383 0.25	132871.8565 0.0063				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	256105.2336 0.0125				
		Base 30.769 0.5	195019.9868 0.0250				
		Bajo 21.5383 0.25	133934.74 0.0125				
Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	256105.2336 0.0063				
		Base 30.769 0.5	195019.9868 0.0125				
		Bajo 21.5383 0.25	133934.74 0.0063				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	256120.9728 0.0125				
		Base 30.769 0.5	195035.726 0.0250				
		Bajo 21.5383 0.25	133950.4792 0.0125				
Base 6.6176E+03 0.4	Base 5393.113 0.5	Alto 39.9997 0.25	257183.8562 0.0250				
		Base 30.769 0.5	196098.6094 0.0500				
		Bajo 21.5383 0.25	135013.3626 0.0250				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	257183.8562 0.0125				
		Base 30.769 0.5	196098.6094 0.0250				
		Bajo 21.5383 0.25	135013.3626 0.0125				
Alto 4314.49 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	257199.5954 0.0063				
		Base 30.769 0.5	196114.3486 0.0125				
		Bajo 21.5383 0.25	135029.1018 0.0063				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	258262.4789 0.0125				
		Base 30.769 0.5	197177.232 0.0250				
		Bajo 21.5383 0.25	136091.9852 0.0125				
Alto 4314.49 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	258262.479				
		Base 30.769 0.5	197177.232 0.0125				
		Bajo 21.5383 0.25	136091.9852 0.0063				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	202101.8029 0.0047				
		Base 30.769 0.5	153233.6055 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	104365.408 0.0047				
Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	203164.6864 0.0094				
		Base 30.769 0.5	154296.4889 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	105428.2915 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	203164.6864 0.0047				
		Base 30.769 0.5	154296.4889 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	105428.2915 0.0047				
Alto 3.1887E+03 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	203180.4256 0.0094				
		Base 30.769 0.5	154312.2281 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	105444.0306 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	204243.309 0.0188				
		Base 30.769 0.5	155375.1115 0.0375				
		Bajo 21.5383 0.25	106506.9141 0.0188				
Alto 6471.736 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	204243.309 0.0094				
		Base 30.769 0.5	155375.1115 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	106506.9141 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	204259.0482 0.0047				
		Base 30.769 0.5	155390.8507 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	106522.6533 0.0047				
Alto 4314.49 0.25	Base 2.1258E+03 0.5	Alto 39.9997 0.25	205321.9316 0.0094				
		Base 30.769 0.5	156453.7342 0.0188				
		Bajo 21.5383 0.25	107585.5367 0.0094				
Bajo 2.1258E+03 0.25	Alto 3.1887E+03 0.25	Alto 39.9997 0.25	205321.9316 0.0047				
		Base 30.769 0.5	156453.7342 0.0094				
		Bajo 21.5383 0.25	107585.5367 0.0047				



5.2 Cálculos con software especializado

5.2.1 Evaluación Económica

Para esta parte del desarrollo únicamente se hará el cálculo con las reservas 1P, ya que quedo demostrado que es rentable para ambos casos y en este momento las reservas que se desea extraer son las probadas.

- 1) El primer paso es introducir los datos del pronóstico de producción obtenidos en la evaluación del número óptimo de pozos para el aceite, gas y condensado, en la pestaña “Product” de Merak.

The screenshot shows the 'Product' tab in the Merak software. The interface includes a top menu with tabs like 'Parms', 'Links', 'Product', 'Price', 'Interests', 'Opcost', 'Custom', 'Burden', 'Capital', 'Tax', 'Risk', and 'Report'. Below the menu, there are dropdown menus for 'Scenario' (Base), 'Forecast' (Manual), and 'Num. wells' (Manual). A table is displayed with the following data:

Product	Date	Oil Number of Wells	Oil Rate Bbl/d	Oil Volume MSTB [39,929.00]	Oil Density Degrees API
Oil	2010(12)	17.00	70,775.20	25,832.96	40.00
Gas1	2011(12)	17.00	24,986.97	9,120.24	40.00
Gas2	2012(12)	17.00	8,797.47	3,219.87	40.00
Cond	2013(12)	17.00	3,114.43	1,136.77	40.00
Prop	2014(12)	17.00	1,099.54	401.33	40.00
But	2015(12)	17.00	388.19	141.69	40.00
Eth	2016(12)	17.00	136.67	50.02	40.00
Sul	2017(12)	17.00	48.38	17.66	40.00
Oth	2018(12)	17.00	17.08	6.23	40.00
IWat	2019(12)	17.00	6.03	2.20	40.00

Parms Links **Product** Price Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report

Scenario Base Forecast ****Manual**** Edit...
 Num. wells ****Manual****

Date	Gas1 Number of Wells	Gas1 Rate mcf/d	Gas1 Volume MMSCF (30.16)	Gas1 Heat Energy E9BTU	Gas1 Take %	Gas1 Shrinkage %	Gas1 Shrinkage Volume MMSCF	Gas1 Heat BTU/cf	Gas1 Specific Gravity
2010(12)	17.00	53.47	19.52	19.52	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2011(12)	17.00	18.88	6.89	6.89	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2012(12)	17.00	6.65	2.43	2.43	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2013(12)	17.00	2.35	0.86	0.86	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2014(12)	17.00	0.83	0.30	0.30	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2015(12)	17.00	0.29	0.11	0.11	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2016(12)	17.00	0.10	0.04	0.04	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2017(12)	17.00	0.04	0.01	0.01	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2018(12)	17.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
2019(12)	17.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00

Parms Links **Product** Price Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report

Scenario Base Forecast ****Manual**** Edit...

Date	Condensate Rate Bbl/d	Condensate Volume MSTB (1,569,350.00)	Condensate Density Degrees API
2010(12)	2,782,304.00	1,015,541.00	44.00
2011(12)	982,283.00	358,533.00	44.00
2012(12)	345,844.00	126,579.10	44.00
2013(12)	122,433.80	44,688.30	44.00
2014(12)	43,224.90	15,777.07	44.00
2015(12)	15,260.40	5,570.05	44.00
2016(12)	5,372.91	1,966.49	44.00
2017(12)	1,902.09	694.26	44.00
2018(12)	0.12	0.04	44.00
2019(12)	0.04	0.02	44.00

2) Posteriormente se introducen los precios a la fecha de evaluación del proyecto, en la pestaña "Price", para cada uno de los fluidos.

Parms Links Product **Price** Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report

Marker Offset1 Offset2 Net Select Price Files... Re-read Price Files

Date	Oil Price \$/Bbl (Real)	Gas1 Price \$/mcf (Real)	Gas2 Price \$/MMBTU (Real)	Cond Price \$/Bbl (Real)	Prop Price \$/Bbl (Real)	But Price \$/Bbl (Real)	Eth Price \$/Bbl (Real)	Sul Price \$/Lt (Real)	Oth Price \$/Bbl (Real)
2010(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2016(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2017(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2019(12)	21.54	6.45	0.00	30.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

- 3) En la pestaña de “Opcost” se introducen los valores de los costos fijos y costos variables por barril de petróleo crudo equivalente y por pozo.

Date	Ovhd on Opcost %	Ovhd on Capital %	BOE (cf/bbl)	Costos Fijos MPesos/Yr (Real)	Variables por pozo Pesos/W/Yr (Real)	Variables por BPCE Pesos/Bbl (Real)
			Properties...	Properties...	Properties...	Properties...
2010(12)	0.00	0.00	5,523.57	10,996.77	3,921.20	8.62
2011(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2012(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.76	3,921.20	8.62
2013(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2014(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2015(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2016(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.76	3,921.20	8.62
2017(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2018(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62
2019(12)	0.00	0.00	5,523.56	10,996.77	3,921.20	8.62

- 4) En la pestaña “Capital” se introducen los valores de las inversiones hechas en cada uno de los años.

Date	Inversiones M\$(Real) (994,327.00)
2010(12)	923,737.00
2011(12)	7,590.64
2012(12)	0.00
2013(12)	0.00
2014(12)	0.00
2015(12)	0.00
2016(12)	0.00
2017(12)	0.00
2018(12)	0.00
2019(12)	63,000.00

- 5) Finalmente se efectúan los cálculos dando clic en el icono "Calc" y en la pestaña de "Report" se pueden encontrar los indicadores de interés relacionados con el proyecto.

Merrak Peep Version 4 - [tesis_17_1 [Case]]

File Edit Options Graph Forecast View Reports Window Help

M O S Y

Params Links Product Price Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report

Peep Summary Report

tesis_17_1
(Nominal values)

Case Description

Notes

Global Model World
Case Currency Modelo UNAM
Report Currency Dolares
Discount Date 2010/01

Net Present Values

Disc Rate (%)	Before Tax Oper Inc	Before Tax Cap Inv	Before Tax Cash Flow	After Tax Cash Flow
	M\$	M\$	M\$	M\$
0.0	47,839,329	994,327	46,845,001	46,845,001
10.0	43,661,606	920,082	42,741,523	42,741,523
12.0	42,948,226	909,267	42,039,959	42,039,959
20.0	40,409,245	873,342	39,535,903	39,535,903
25.0	39,036,681	854,961	38,181,720	38,181,720
30.0	37,793,690	838,639	36,960,051	36,960,051
Arr:	47,839,329	994,327	46,845,001	46,845,001

Economic Indicators

ROR	%	BTax	ATax
Payout Period	Std. (mo's)	>800.0	>800.0
		0.0	0.0
	Pro. (mo's)	0.4	0.4
	M\$/M\$	48.11	48.11
	M\$/M\$	47.23	47.23
	M\$/M\$	45.66	45.66
	M\$/M\$	1,052.84	1,052.84
	M\$/M\$	956.24	956.24
	M\$/M\$	2019/12	2019/12

Product Recovery

Oil	MSTB	Total	WTI
Gas-Raw	39,929	39,929	
Gas-Sales	30	30	
Ethane	0	0	
Propane	0	0	
Butane	0	0	
Cond	1,569,349	1,569,349	
Sulphur	0	0	
Other	0	0	

Cash Flow Summary

Date	Oil Volume	Gas1 Sales	WTI Total BOE Prod	Oil Price	Gas1 Price	Total Revenue	Total Burdens	Total Opcost	Oper Income	Oil Netback	Gas Netback	WTI Total Capital	BTax CF	ATax CF
	MSTB	MM\$	MSTB	\$/Bbl	\$/mcf	M\$	M\$	M\$	M\$	\$/Bbl	\$/mcf	M\$	M\$	M\$
2010(12)	25,833.0	19.5	1,041,374.1	21.64	6.46	31,803,747	0	808,648.0	995,099	1,199,885,223.08	923,737.30	0,071,362.30	0,071,362.30	0,071,362.30
2011(12)	9,120.2	6.9	367,653.8	21.64	6.46	11,228,211	0	299,979.0	936,235	1,199,348,572.00	7,591.10	0,930,644.10	0,930,644.10	0,930,644.10
2012(12)	3,219.9	2.4	129,799.0	21.64	6.46	3,964,084	0	106,861.3	857,223	1,197,948,572.72	0	3,857,223.00	3,857,223.00	3,857,223.00
2013(12)	1,136.8	0.9	45,825.1	21.64	6.46	1,399,507	0	42,213.1	357,294	1,194,005,504.48	0	1,357,294.00	1,357,294.00	1,357,294.00
2014(12)	401.3	0.3	16,178.4	21.64	6.46	494,091	0	19,359.9	474,703	1,182,825,565.88	0	474,703.00	474,703.00	474,703.00
2015(12)	141.7	0.1	5,711.7	21.64	6.46	174,437	0	11,331.1	163,106	1,151,165,238,012.7	0	163,106.00	163,106.00	163,106.00
2016(12)	50.0	0.0	2,016.5	21.64	6.46	61,585	0	8,486.5	53,098	1,061,440,098.28	0	53,098.00	53,098.00	53,098.00
2017(12)	17.7	0.0	711.9	21.64	6.46	21,742	0	7,482.1	14,260	807,460,668,874.04	0	14,260.00	14,260.00	14,260.00
2018(12)	6.2	0.0	6.3	21.64	6.46	136	0	6,939.9	-6,803	-1,091.08	0.00	0.00	-6,803.00	-6,803.00
2019(12)	2.2	0.0	2.2	21.64	6.46	148	0	6,935.9	-6,887	-3,128.93	0.00	63,000.00	-69,888.00	-69,888.00
Total	39,929.0	30.2	1,609,279.0	---	---	49,147,589	0	1,308,260.7	1,569,329	---	---	994,327.46	845,001.146	845,001.146

Merrak Peep Version 4 - [tesis_17_1 [Case]]

File Edit Options Graph Forecast View Reports Window Help

M O S Y

Params Links Product Price Interests Opcost Custom Burden Capital Tax Risk Report

test

tesis_17_1
(Nominal values)

Date	WTI Total Costos Fijos	WTI Total Variable por BPCF	WTI Total Variable por pozo	WTI Total Opcosts	WTI Cond Rate	WTI Cond Volume	WTI Cond Net Price	WTI Inversiones
	M\$	M\$	M\$	M\$	Bbl/d	MSTB	\$/Bbl	Type Inv. M\$
2010(12)	982	801,714.41	5,952	808,648	2,782,303.5	1,015,540.7	30.7690	923,737
2011(12)	982	283,042.71	5,952	289,976	982,283.3	358,533.4	30.7690	7,591
2012(12)	982	99,927.33	5,952	106,861	345,844.5	126,579.1	30.7690	0
2013(12)	982	35,279.02	5,952	42,213	122,433.8	44,688.3	30.7690	0
2014(12)	982	12,455.15	5,952	19,389	43,224.9	15,777.1	30.7690	0
2015(12)	982	4,397.25	5,952	11,331	15,260.4	5,570.0	30.7690	0
2016(12)	982	1,552.43	5,952	8,486	5,372.9	1,966.5	30.7690	0
2017(12)	982	548.08	5,952	7,482	1,902.1	694.3	30.7690	0
2018(12)	982	-4.83	5,952	6,939	0.1	0.0	30.7690	0
2019(12)	982	1.71	5,952	6,935	0.0	0.0	30.7690	63,000
Total	9,819	1,238,922.92	59,518	1,308,260	---	1,569,349.5	---	994,327

6) Resultados de la evaluación.

En el reporte generado se pueden observar diversos indicadores que nos muestran si el proyecto es rentable o no.

VPN: para el proyecto en estudio tomando una tasa de descuento del 12% es de \$42,948,226 dólares, lo que muestra que el proyecto genera una ganancia significativa.

TIR: la Tasa Interna de Retorno es mayor a 800%.

B/C: la Relación Costo Beneficio es de 47.23 dólares, lo que indica que por cada dólar que se invierte, se obtienen 47.23 dólares adicionales.

El periodo de recuperación de las inversiones es en el primer año del proyecto.

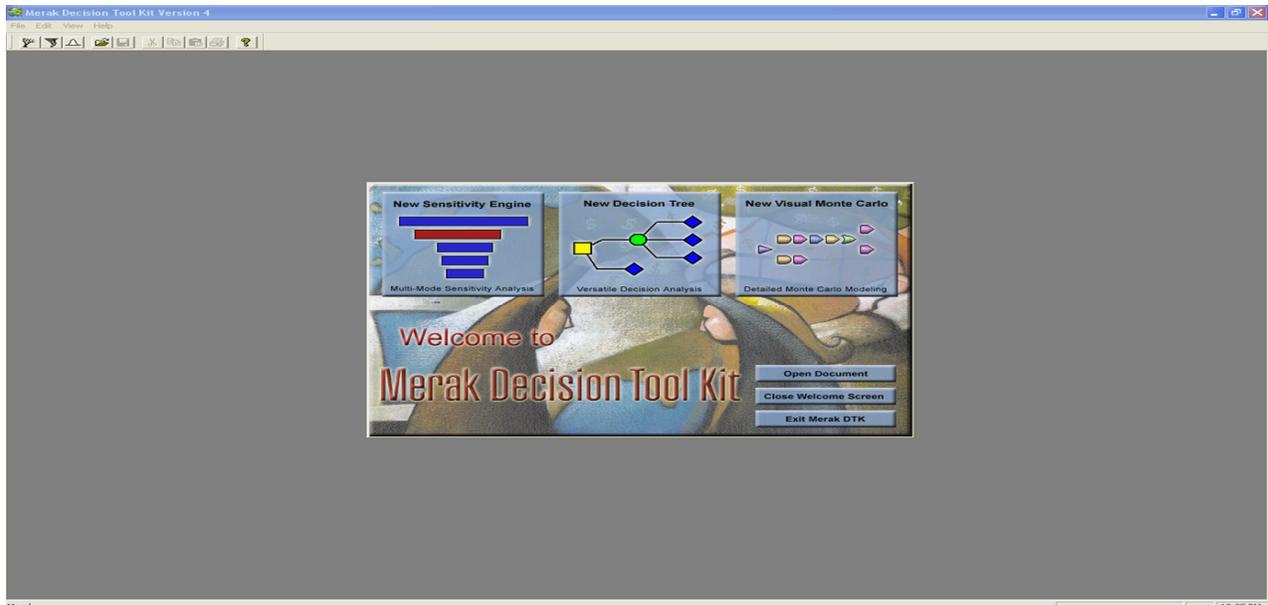
La fecha del límite económico es en el 2018, a esta fecha los costos de operación superan a los beneficios obtenidos.

5.2.2 Evaluación de riesgo.

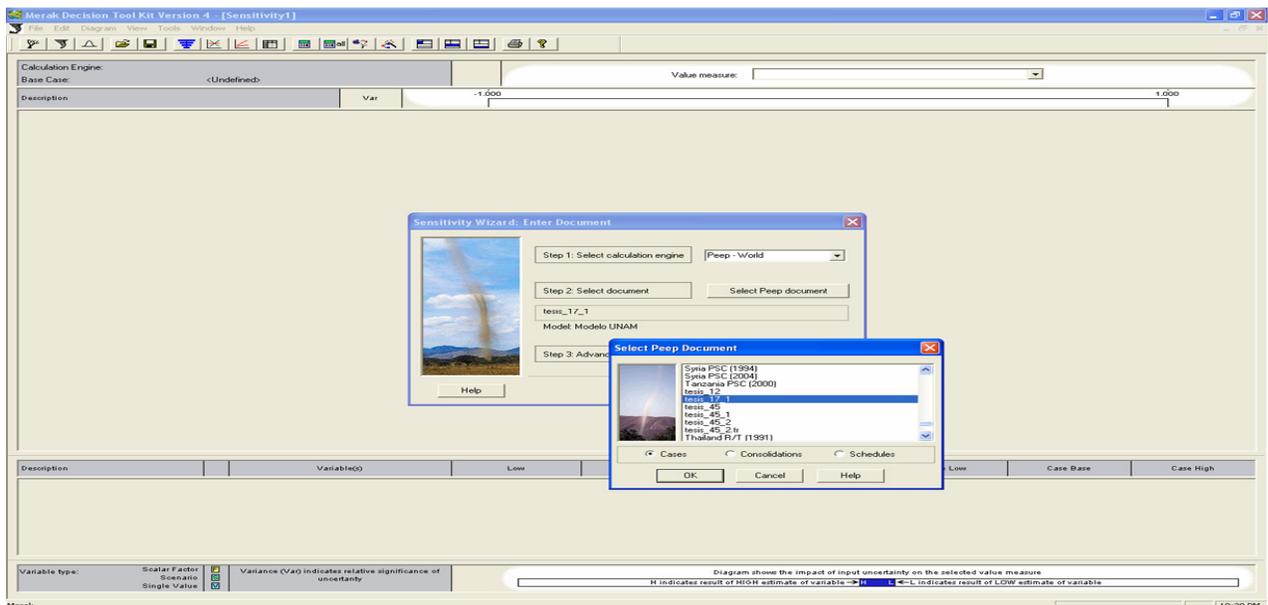
En esta etapa de la evaluación, se ven todos los factores que pueden causar pérdidas durante la vida útil del proyecto, esto para poder tomar una decisión más sustentada sobre si es factible llevar a cabo el proyecto o no.

El software especializado “Decision Tool Kit” nos permite realizar este procedimiento de forma sencilla y ordenada, sin el riesgo de cometer errores de cálculo.

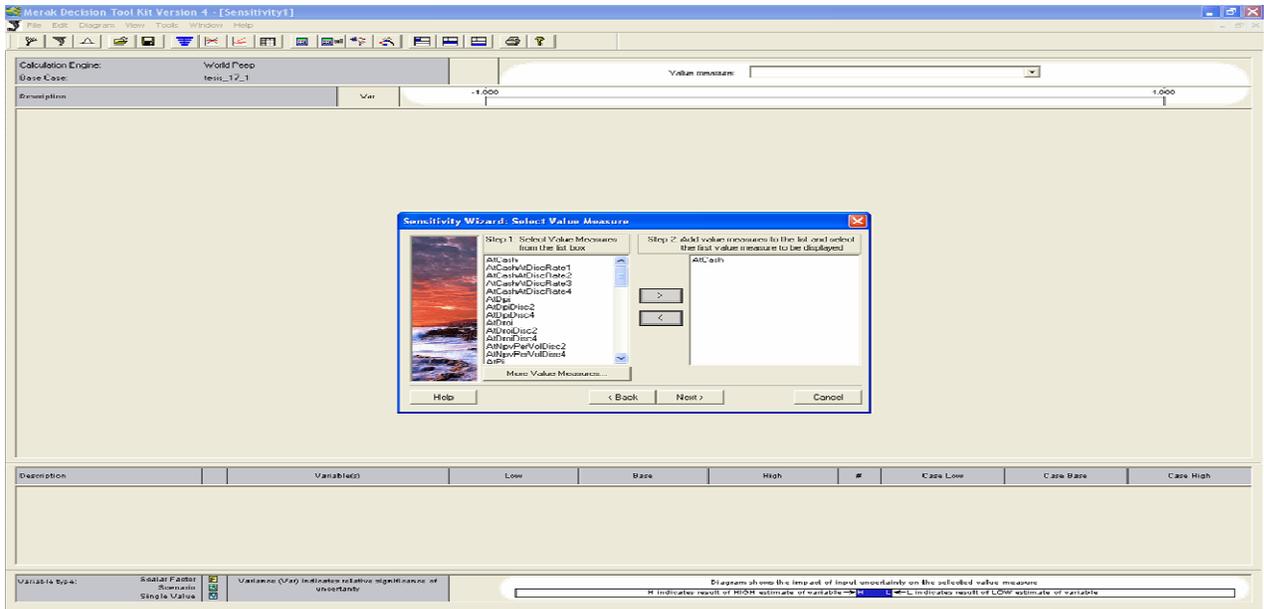
- 1) Para iniciar el análisis de riesgo, se ejecuta el programa “Decision Tool Kit”, en donde aparece la pantalla mostrada en la parte inferior.



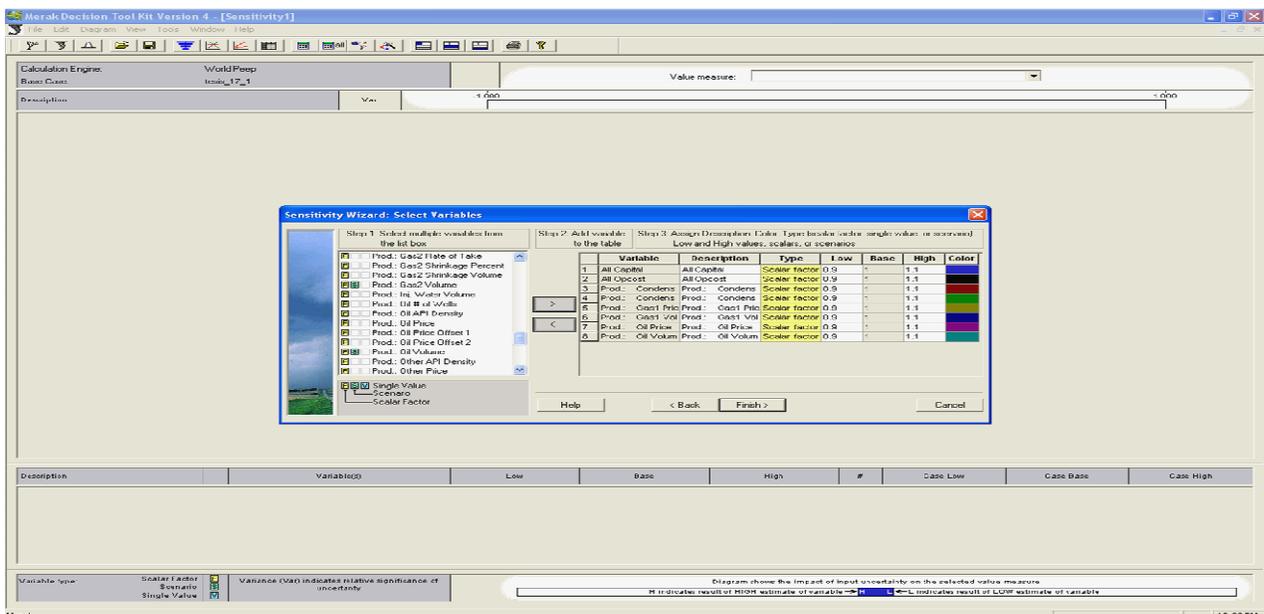
- 2) El primer análisis a realizar es la generación del diagrama de tornado, ya que este arroja las variables que más impactan al proyecto. Al hacer clic en el icono de Diagrama de Tornado aparece la siguiente pantalla, en esta se selecciona el proyecto de Peep que se desee analizar.



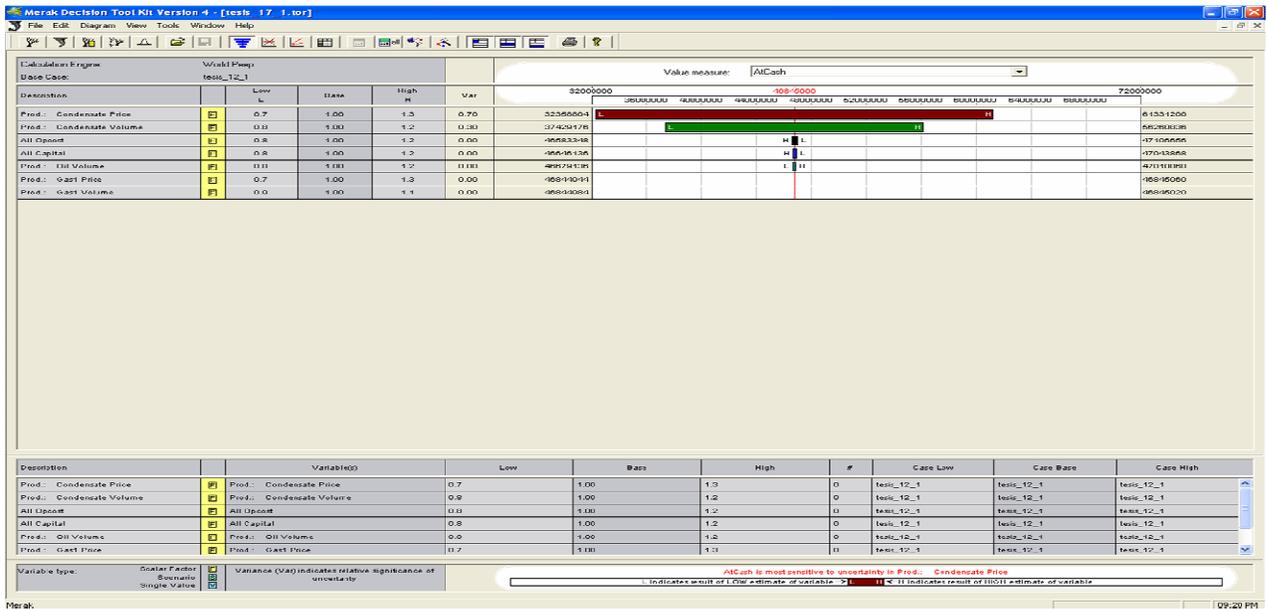
- 3) Se selecciona el indicador económico sobre el cual se efectuara la evaluación económica.



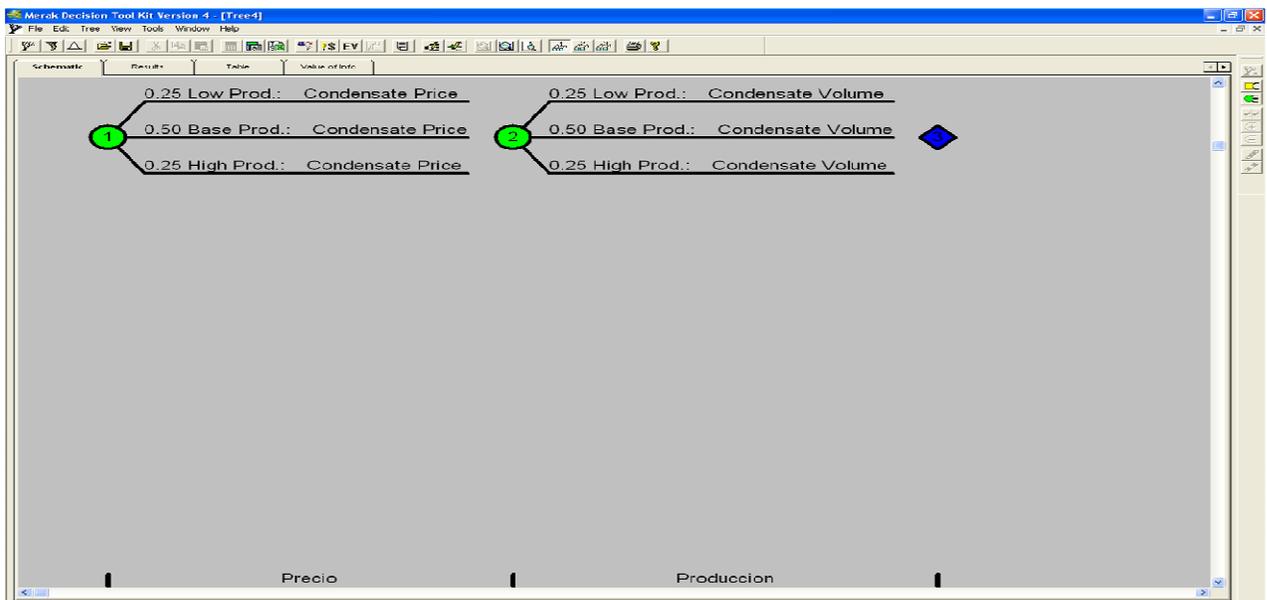
- 4) Se seleccionan las variables utilizadas en el proceso de evaluación económica, como los son los precios, volúmenes, costos operativos y las inversiones.



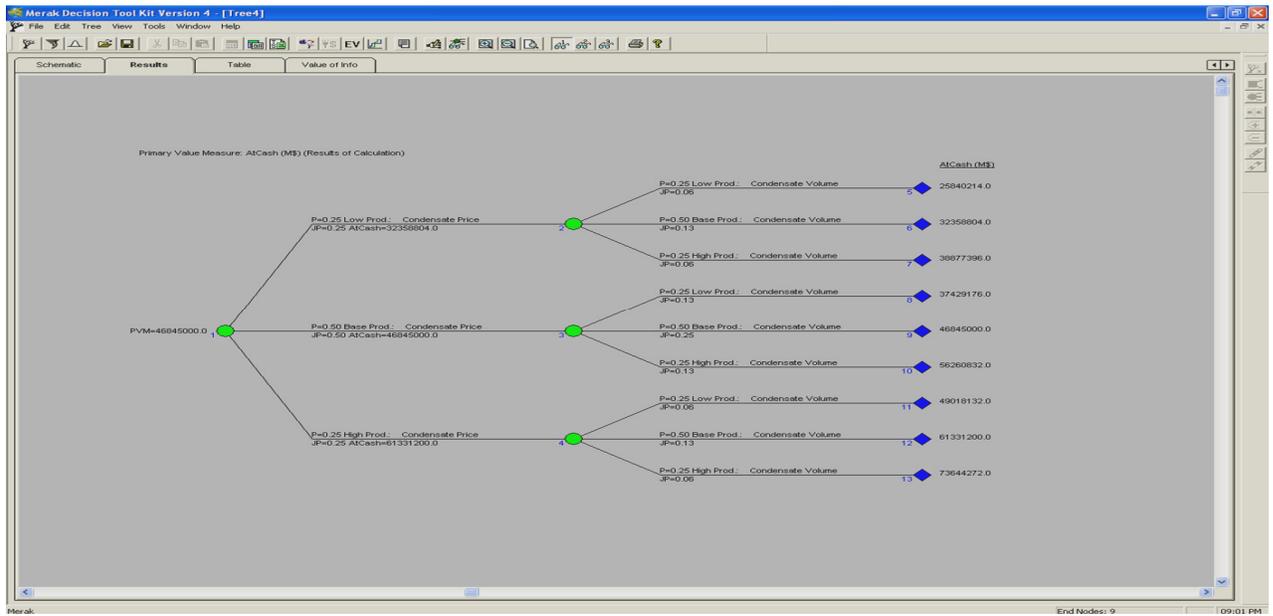
- 5) Se calcula el diagrama de tornado y se obtienen las variables que más impactan en el proyecto. Para el proyecto en análisis son precio y volumen de condensado.



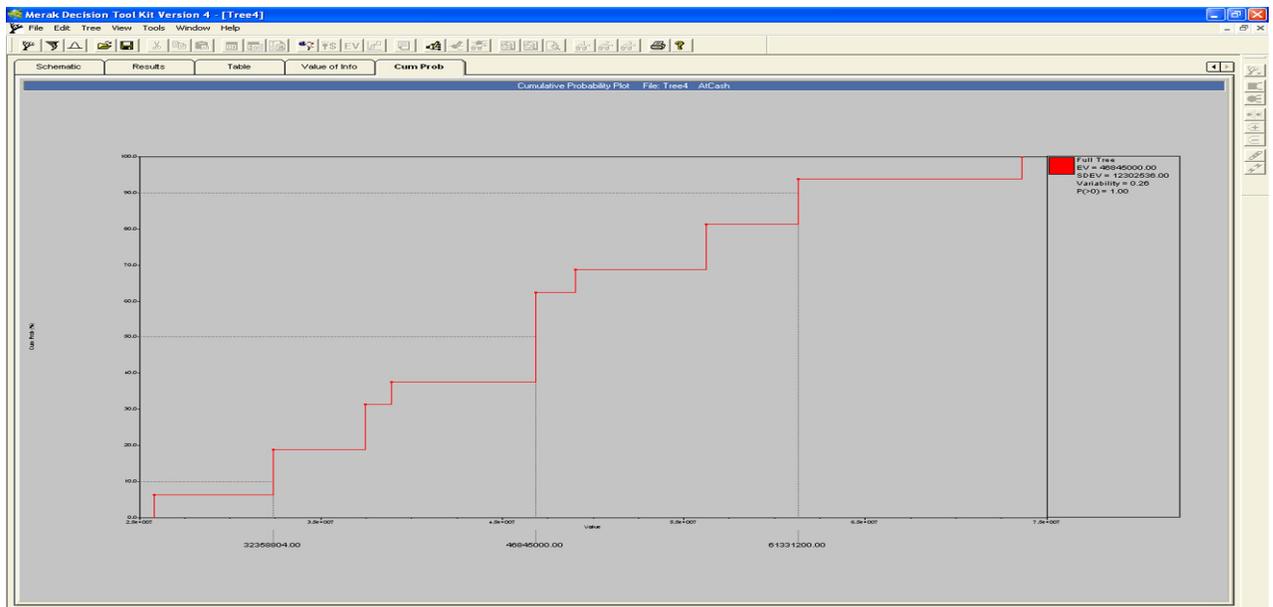
- 6) Posteriormente se construye el árbol de decisión seleccionando las variables que mas impactan, haciendo clic en el menú "Tools" y después en "Merak tree".



7) Se calcula el árbol haciendo clic en el menú “Tree” y después en “Autocalc”.



8) Finalmente se calcula la gráfica de probabilidad acumulada, haciendo clic en la barra de herramientas en el icono “Cum Prob”.



Como se observa en el análisis de riesgo anterior el proyecto en ningún momento representa riesgo ya que la probabilidad de que la ganancia esperada del proyecto sea mayor que cero es del 100%, con lo cual se sugiere que el proyecto sea aprobado.

Los resultados que se pueden destacar de la gráfica de probabilidad acumulada son:

- Valor Esperado (media): 468,445,000 dólares @12%
- Percentil 10: 32,358,804 dólares @ 12%
- Percentil 50: 46,845,000 dólares @12%
- Percentil 90: 61,331,200 dólares @ 12%
- Desviación Estandar: 12,302,536 dólares @ 12%

Conclusiones y Recomendaciones

1. Es importante conocer las instituciones a nivel internacional que se encargan de la regular y emitir lineamientos, mediante los cuales se pueden clasificar las reservas.
2. La importancia que tiene realizar un trabajo de esta naturaleza, es que las Reservas son las que generan un valor económico para las empresas petroleras, por lo cual es de suma importancia que los lineamientos mediante los cuales se aprueba que estas reservas sean incorporadas, deben ser de absoluta confianza.
3. El realizar este trabajo me permitió conocer la metodología mediante la cual PEMEX Exploración y Producción evalúa sus proyectos.
4. Es importante recalcar que se deben de hacer evaluaciones periódicas de los proyectos, en las que se actualicen los valores de las reservas y de los precios de los hidrocarburos, ya que como se ha mencionado estos no se mantienen fijos en el tiempo, por lo que al no tomar en cuenta estos cambios nos puede provocar pérdidas económicas innecesarias.
5. El que un proyecto se analice de forma probabilista, nos permite tener una visión más amplia de los diferentes rumbos que puede tomar y decidir cual es la mejor manera de manejarlo, por lo que podemos tomar una decisión sustentada, y la cual considera exactamente cual es el riesgo que se esta corriendo, y en caso de que el proyecto no resulte exitoso contar con estrategias alternas mediante las cuales se logren reducir las perdidas de capital.
6. El uso par este trabajo del software especializado, PEP y Desision Tool Kit, nos permite realizar un análisis mas detallado sobre las diferentes variables que están afectando a nuestro proyecto, y nos permite tomar una decisión sustentada y confiable.

7. El trabajo en equipo es una de las partes mas importantes para lograr el éxito de un proyecto, ya que si el equipo de trabajo se encuentra en constante comunicación, se reducen los errores en la transferencia y carga de la información, además permite una visión central sobre todos los aspectos que afectan al campo en el cual se esta haciendo el análisis.
8. La determinación y clasificación de reservas de hidrocarburos, es de vital importancia y de carácter estratégico, para las compañías de exploración y producción, ya que mediante ellas las compañías sustentan su rentabilidad, ante los inversionistas y socios, con lo cual pueden obtener beneficios económicos, como lo son la adquisición de créditos o financiamientos mediante los cuales pueden maximizar el número de proyectos puestos en marcha.
9. Las reservas de hidrocarburos no se mantienen fijas en el tiempo, ya que como se ha mencionado, los factores a los cuales están sujetas, principalmente el económico, varían en el tiempo, por lo que reservas que en un momento dado fueron clasificadas como Probables podrían cambiar a Probadas, así como las Posibles, podrían hacerlo a Probables o Probadas, todo depende de si al momento de la evaluación estas resultan rentables.
10. El conocer los métodos mediante los cuales se determinan las reservas ayudan a conformar un panorama completo para el cálculo de los volúmenes recuperables de hidrocarburos, es importante tomar en cuenta que se puede utilizar solo uno o una combinación de ellos.
11. Es de suma importancia conocer las metodologías de calculo, para cualquier tipo de trabajo, ya que esto nos permite no siempre depender de un software, además de poder comprobar o comparar si los datos que nos esta arrojando el mismo son correcto y tener una correcta interpretación de los resultados obtenidos.
12. El utilizar software especializado es un valor agregado en la evaluación de proyectos, ya que por medio del mismo se pueden tener resultados de manera rápida, confiable y el ahorro en tiempo y trabajo humano es significativo.

13. Una de las desventajas que implica el no conocer la metodología de cálculo a la hora de cargar los datos en el software, es que como en cualquier programa, si se introduce información errónea el programa arrojará basura, por lo que se recomienda que el personal que este a cargo del manejo de los mismos tenga siempre conocimientos amplios y suficientes para interpretar si los resultados obtenidos son válidos o no.

14. Se concluye que las normas a las cuales se apega PEMEX para clasificar sus reservas son adecuadas, ya que con ellas se logra maximizar el beneficio económico de la empresa, ya que las mismas no pueden ser aprobadas si no son rentables.

15. La U.S SEC solo aprueba las reservas probadas, ya que estas son las únicas de las se tiene certeza absoluta que existen, y por tanto son las únicas de las cuales se puede estar seguro, que de ser la evaluación económica satisfactoria, realmente generaran un beneficio económico a la empresa, mientras que para las otras dos clasificaciones, se tiene un cierto grado de incertidumbre.

GLOSARIO DE VARIABLES Y ABREVIATURAS

<i>Símbolo</i>	<i>Concepto</i>
API	American Petroleum Institute
b	Declinación continua para cada periodo
B_{gi}	Factor de volumen del gas inicial
B_g	Factor de volumen del gas
bl	Barriles
B_o	Factor de volumen del aceite
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite
BPCE	Barriles de petróleo crudo equivalente
bpd	Barriles por día
B_t	Factor de volumen total
B_w	Factor de volumen del agua
C_e	Compresibilidad total
CF	Costos fijos
cm	Centímetros
C_o	Compresibilidad del aceite
CT	Costo total
CV	Costos variables
d	Declinación nominal para cada periodo
dll	Dólares
EP	Evaluación potencial
E_R	Factor de recuperación en porcentaje al punto de burbuja
EUR	Reserva original de hidrocarburos
Exp	Expansión
Fe	Flujo de efectivo
FR	Factor de recuperación
G	Gas libre original (pies ³)
G_p	Gas en solución original (pies ³)
h	Espesor promedio (pies)
i	Tasa de interés considerada
IR	Incorporación de reservas
J	Índice de productividad
k	Tasa de retorno requerida
km	Kilómetros

LKH	Nivel más profundo de hidrocarburos conocido
LE	Límite económico
m	Metros
md	Mili Darcys
MMdlls	Millones de dólares
MPC	Miles de pies cúbicos
MPCD	Miles de pies cúbicos por día
N	Volumen original de aceite
N	Factor de tiempo
N_p	Volumen de aceite producido
PC	Pies cúbicos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PVT	Presión – volumen – temperatura
q	Gasto
RBC	Relación beneficio – costo
Rec	Recuperación
R_F	Recuperación final o Reserva Total
RGA	Relación gas – aceite
R_S	Relación de solubilidad
R_{si}	Relación de solubilidad inicial (pies ³ /bl)
SAP	Sistema artificial de producción
S_f	Saturación de fluido (fracción)
S_{gi}	Saturación de gas inicial
S_o	Saturación de aceite
S_t	Flujo de efectivo neto del periodo t
t_e	Tiempo en el que entra el pozo a producir
TIR	Tasa interna de retorno
V_f	Volumen de fluido
VM	Valor de medición
Vol_hcs	Volumen de hidrocarburos
Vol. _{rem}	Volumen remanente
V_P	Volumen de poros
VPI	Valor presente de las inversiones
VPN	Valor presente neto
w	Número supuesto de pozos perforados

W_e	Entrada de agua
W_p	Producción de agua
ΔP	Diferencial de presión
α	Porosidad
k	Permeabilidad
μ	Viscosidad
ρ	Densidad

GLOSARIO

A

Abandono de pozo: Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad API.

Aceite Extrapesado: Aceite crudo, con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudos son los térmicos.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 °API pero menor o igual a 38°.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 °API.

Aceite Superligero: Su densidad es mayor a los 38 °API.

API: Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivados de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API = (141.5 / densidad relativa)-131.5. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 equivale a 10 ° API.

Área probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Área probada desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.

Área probada no desarrollada: Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.

B

Bombeo mecánico: Sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de este a la superficie.

Bombeo neumático: Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de esta, y la tubería de revestimiento.

C

Condensados: Líquidos del gas natural constituidos por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados. Son los componentes del gas, que a ciertas condiciones que presión y temperatura se precipitan en forma de líquidos.

Condiciones de abandono: Se refieren al gasto y la presión a las cuales se encuentra el yacimiento, cuando ya no es económicamente rentable continuar con su explotación.

Condiciones estándar: son las cantidades a las que la presión y la temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Costos Fijos: Son aquellos que no dependen de la producción.

Costos Variables: son aquellos que están relacionados con la producción.

D

Delimitación: Actividad de exploración que incrementa o decrementa, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.

Densidad: Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

Densidad relativa o gravedad específica (γ_e): Es la comparación de la densidad de una sustancia con la densidad del agua.

E

Espaciamiento: Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento, para que no exista interferencia entre los mismos.

Espacio Anular: es el espacio que se tiene entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

Espesor Neto (hn): Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

Espesor Total (h): Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Estimulación: Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.

F

Factor de compresibilidad (z): Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

Factor de Recuperación (FR): Es la relación que existe entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

Factor de volumen (B): Factor que relaciona la unidad de volumen del fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtener por medio de correlaciones empíricas.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

G

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo en el yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre: Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas asociado en solución o disuelto: Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.

Gas húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtienen del proceso del gas natural del cual fueron eliminados los compuestos que no son hidrocarburos (impurezas), y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permiten su proceso comercial.

Gas natural: Mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas seco: Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso.

Gas seco equivalente al líquido (GSEL): Volumen de aceite crudo que por su poder calorífico equivale al volumen de gas seco.

Gasto (q): Es la producción de hidrocarburos (volumen) que se tiene en un determinado tiempo, volumen por unidad de tiempo.

H

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

I

Índice de productividad (J): Es la relación entre el gasto de producción de un pozo y su decremento de presión a ese gasto en particular.

L

Límite convencional: Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación. Es decir las ganancias son iguales a los costos de extracción.

Límite físico: Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas bases de las formaciones, etc.), por contacto entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

M

Mojabilidad: Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto.

N

Núcleo: Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

P

Petróleo: Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquidos o sólidos, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de planta y gas seco equivalente a líquido.

Permeabilidad (k): Facilidad de una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Permeabilidad absoluta: Capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido satura los poros.

Permeabilidad efectiva: Es la medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento (agua, gas o aceite). Un principio fundamental, es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa: Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través del medio poroso, cuando este se encuentra saturado por más de un fluido. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

Poder calorífico: es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa generalmente en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico.

Porosidad (Φ): Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad absoluta: Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como de los comunicados.

Porosidad efectiva: Es el volumen total de poros intercomunicados entre el volumen total de roca.

Porosidad primaria: Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso, tales como depositación, compactación, etc.

Porosidad secundaria: Se debe a los procesos posteriores que experimenta el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

Pozo exploratorio: Pozo que se perfora sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente con el fin de encontrar hidrocarburos cuya explotación sea económicamente rentable.

Presión de abandono: Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por las ventas de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.

Presión de saturación: Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Presión de rocío: Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Presión Original: Presión a la que se encuentra el yacimiento, antes de iniciar su explotación.

R

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluido hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por las caídas de presión.

Recuperación mejorada: Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no se encuentran presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos, esto debido a que cambian las propiedades físicas de los mismos.

Recuperación primaria: Extracción de petróleo utilizando únicamente la energía natural del mismo.

Recuperación secundaria: Técnica de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria, esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in-situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se le considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso Prospectivo: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

Registro de pozo: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenido por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Relación gas aceite (RGA): Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.

Relación gas disuelto aceite: Relación de volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).

Reservas económicas: Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se aplican criterios económicos.

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

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de evaluación.

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

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reserva 2P: Es la suma de la reserva probada más la probable.

Reserva 3P: Es la suma de la reserva probada más la probable más la posible.

S

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupada por un fluido en particular, pudiendo existir aceite gas y agua.

Segregación Gravitacional: Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el que se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades.

Sistema artificial de producción: Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos y requiere de energía externa.

T

Tensión interfacial (δ): Resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos.

V

Viscosidad (μ): Es la resistencia que presentan los fluidos a fluir en el espacio poroso.

Volumen original de gas (V_{gi}): Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen original de aceite o petróleo (V_{oi}): Es la Cantidad de petróleo que existe originalmente en el yacimiento, se puede expresar a condiciones de yacimiento o a condiciones estándar.

Y

Yacimiento: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimiento Bajo saturado: La presión inicial es mayor que la de saturación. Todo el gas está disuelto.

Yacimiento saturado: La presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando $P_i < P_b$, comienza la liberación de gas.

Bibliografía

Guidelines for Application of Petroleum Reserves Definitions, by Reserves Definitions Committee, Society of Petroleum Evaluation Engineers.

Preparación y Evaluación de Proyectos, Segunda Edición, Nassir Spang Chain y Reinaldo Spang Chain, McGraw-Hill, 1989.

Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, Society Petroleum Engineers, 2001.

Elementos para la asociación de reservas y pronósticos de producción, Gerencia de Reservas de Hidrocarburos Subdirección de Planeación Enero de 2008.

Las Reservas de Hidrocarburos en México, PEMEX Exploración y Producción 2007.

Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers, WPC, AAPG, SPEE.

Evaluación de proyectos 2ª Ed., Gabriel Baca Urbina, MaGraw Hill.

Técnicas de Análisis Económico en Ingeniería, John A. White, Marvin H. Agee, Kenneth E. Case, Limusa, México 1981.

Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos, Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz, Ing. David Trujillo Escalona, Ing. Juventino Sánchez Vela, UNAM, Facultad de Ingeniería.

La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas, Ellen Coopersmith, Graham Dean, Jason McVean, Erling Storaune, Oilfield Review, verano 2001.

Riesgos medidos, William Bailey, Benoît Couët, Fiona Lamb, Graeme Simpson, Meter Rose, Oilfield Review, invierno 2001.

Gestión Integral de Riesgos, Oscar Bravo Mendoza, Marleny Sánchez Celis, B&S, Tomo I, 2ª Edición.

Distribución de Probabilidad de las Reservas Petroleras de la Región Sur, Ing. Javier De La Torre Ibáñez, Septiembre 2007.

Aspectos importantes para el desarrollo de yacimientos o de campos petroleros, Ramos Gonzáles Norma Lilia, Tesis de Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM, Facultad de Ingeniería.

Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, Ruíz Gastelum Jorge Iván, Tesis de Licenciatura (Ingeniero Petrolero), UNAM, Facultad de Ingeniería, 2008.

Merak, “Peep” manual de usuario.

Merak, “Decisión Tool Kit” manual de usuario.

Merak, “Volts” manual de usuario.

Capítulo I Antecedentes

Fig. 1.1 Clasificación del volumen original de hidrocarburos	3
Fig. 1.2 Clasificación de reservas de hidrocarburos	4
Fig. 1.3 Clasificación de recursos	5
Fig. 1.4 Clasificación de recursos y reservas	12
Fig. 1.5 Categoría de reservas vs. incertidumbre	13
Fig. 1.6 Evaluación de datos fuente de los recursos	30

Capítulo II Métodos de determinación de reservas y su rango de aplicación

Fig. 2.1 Diagrama de flujo de un estudio de simulación	51
Fig. 2.2 Clasificación general de simuladores	54
Fig. 2.3 Simulación de un yacimiento	55

Capítulo III Evaluación de Rentabilidad en Proyectos y Recursos

Fig. 3.1 Estructura general para la evaluación de proyectos	57
Fig. 3.2 Esquema del proceso de evaluación de proyectos	58
Fig. 3.3 Tipos de unidades de negocio a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento	61
Fig. 3.4 Clasificación de las unidades de negocio	62
Fig. 3.5 Costo anual total	69
Fig. 3.6 Comportamiento económico en un proyecto de inversión	70
Fig. 3.7 Aprobación y selección de proyectos de inversión	71
Fig. 3.8 VPN en función de la tasa de descuento	73
Fig. 3.9 Periodo de recuperación de las inversiones	78
Fig. 3.10 Periodo de recuperación de la inversión	80
Fig. 3.11 Límite económico	81
Fig. 3.12 Cálculo del límite económico	82
Fig. 3.13 Límite económico de un proyecto	83
Fig. 3.14 Ciclo de vida de la administración del proyecto	85

Capítulo IV Riesgo

Fig. 4.1 Diagrama de Tornado	89
Fig. 4.2 Diagrama de Araña	90
Fig. 4.3 Árbol de decisión	92
Fig. 4.4 Distribución continua del tamaño esperado del yacimiento	93
Fig. 4.5 Árbol de decisión para compra de bloques	94
Fig. 4.6 Flujograma del proceso de simulación de Montecarlo	97
Fig. 4.7 Distribuciones de probabilidad	98
Fig. 4.8 Resultados de la simulación de Montecarlo	99

Capítulo V Aplicación

Fig. 5.1 Ubicación del campo en análisis	102
Fig. 5.2 Mapa de sección sísmica	103