



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"EVALUACIÓN MODERNA DE LAS RESERVAS HIDROCARBUROS"

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
RICARDO MONTOYA BARCENAS**

DIRECTOR: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F., CD. UNIVERSITARIA

NOVIEMBRE 2005



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mi Madre por que su corazón ha sido mi escuela, por que siempre me ha apoyado, por que me ha enseñado luchar con el corazón, por que me ha enseñado a disfrutar de la vida, por que ha confiado en mí, por que siempre he contado con ella en todos los aspectos, por la ternura que inspira en todos nosotros, por que me ha enseñado a respetar y a amar, por el inmenso cariño que he recibido. Para ella mí amor, mi corazón y mis logros, gracias.

A mi Padre por que siempre ha confiado en mí para salir adelante.

A mis hermanos y sobrinos que son parte de mí.

A la Facultad de Ingeniería de quien he recibido mucho.

A mí maestros, de quien he obtenido su apoyo, conocimientos y enseñanza para poder servir con humildad.

A mis compañeros de generación : Jorge, Tony, Javier, Jesús, Macedo, Susana, Memo con quien compartimos momentos inolvidables.

A mis amigos Raymundo, Carmen, Toño, Mary, Lalo, Oscar, Pablo, Fernando y todos los compañeros de la carrera que juntos aprendimos a superarnos.

Agradezco a las personas que colaboraron en la revisión de este trabajo por las aportaciones y las atenciones prestadas:

M. en I. Mario Alberto Vásquez Cruz

Ing. Ulises Neri Flores

ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
1. CONCEPTOS BÁSICOS	5
1.1 Aceite Crudo	5
1.2 Gas Natural	6
1.2.1 Gas Disuelto	6
1.2.2 Gas Asociado	6
1.2.3 Gas no Asociado	6
1.2.4 Líquidos del Gas Natural	7
1.3 Petróleo Crudo Equivalente	8
1.4 Recursos y Reservas	10
1.4.1 Recursos Originales	12
1.4.2 Recursos Descubiertos	13
1.4.3 Producción Acumulada	13
1.4.4 Reservas	14
1.4.5 Recursos Contingentes	16
1.4.6 Recursos no Descubiertos	17
1.4.7 Recursos Prospectivos	17
1.4.8 Recursos Descubiertos no Recuperables y Recursos no Descubiertos no Recuperables	18
1.4.9 Categoría de los Recursos	19
2. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS	21
2.1 Generalidades	21
2.2 Resumen de Clasificación de Reservas	24
2.3 Niveles de Certeza para las Reservas Reportadas	24
2.4 Clasificación Básica de Reservas	25
2.5 Clasificación de Reservas por Cantidad y Grado de Exactitud.	26
2.5.1 Reservas Probadas	27
2.5.1.1 Desarrolladas	28
2.5.1.1.1 Produciendo	29
2.5.1.1.2 No Producidas	29
2.5.1.2 No Desarrolladas	30

INÍNDICE

2.5.2 Reservas no Probadas	30
2.5.3 Reservas Probables.	30
2.5.4 Reservas Posibles	32
2.5.5 Características de la Reserva Probada y Potencial	33
2.6 Clasificación de las Reservas por el Tipo de Fluido Contenido en el Yacimiento.	33
2.6.1 Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto.	35
2.6.2 Yacimiento de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre.	36
2.6.3 Yacimiento de Gas Seco.	37
2.6.4 Yacimiento de Gas y Condensado.	38
2.6.5 Yacimiento de Gas Húmedo.	39
2.7 Reserva de Aceite	40
2.8 Reserva de Gas Asociado.	40
2.9 Reserva de Gas Libre.	41
2.10 Niveles de Certeza para la Reserva Probada	41
3. ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS	43
3.1 Generalidades	43
3.2 Métodos de Estimación de Reservas	48
3.2.1 Métodos Determinísticos y Probabilísticos.	48
3.2.2 Analogía.	49
3.2.3 Métodos Volumétricos	53
3.2.3.1 Método de Isopacas	55
3.2.3.2 Método de Cimas y Bases	59
3.2.3.3 Método de Isohidrocarburos	64
3.2.4 Técnicas de Comportamiento	68
3.2.4.1 Ecuación Balance de Materia (E.B.M.)	68
3.2.4.1.1 E.B.M para Yacimientos de Aceite	68
3.2.4.1.2 E.B.M. para Yacimientos de Gas	71
3.2.4.1.3 E.B.M. en Forma de Recta	72
3.2.4.2 Métodos Numéricos de Simulación Matemática	79
3.2.4.3 Curvas de Declinación	91
3.2.4.3.1 Declinación Exponencial	93
3.2.4.3.2 Declinación Hiperbólica	96
3.2.4.3.3 Declinación Armónica	99
3.2.4.3.4 Métodos de Extrapolación	100
4. EVALUACIÓN DE LAS RESERVAS	105
4.1 Generalidades	105
4.2 Conceptos Básicos Generales	108
4.3 Criterios Económicos y Financieros	111
4.3.1 Definiciones Económicas	111
4.3.2 Definiciones Financieras	114
4.3.3 Indicadores de Rentabilidad	119

4.4 Incertidumbre y Riesgo en la Evaluación de Reservas.	121
4.4.1 ¿ Que es el Riesgo ?	121
4.4.2 Descripción de la Incertidumbre	123
4.4.2.1 Rangos de la Incertidumbre.	123
4.4.2.2 Distribución de Probabilidad y Variable Aleatoria	123
4.4.3 Tipos de Incertidumbre.	128
4.4.3.1 Incertidumbre Técnica.	129
4.4.3.1.1 Incertidumbre Geológica.	130
4.4.3.1.2 Incertidumbre de Ingeniería.	130
4.4.3.2 Incertidumbre Económica	131
4.4.3.3 Incertidumbre Política.	131
4.5 Análisis de Sensibilidad.	134
4.5.1 Diagrama de Tornado.	135
4.6 Método de Árbol de Decisión.	138
4.7 Método de Monte Carlo.	142
4.8 Métodos de Evaluación de la Proyección Futura del Ingreso de una Empresa	148
4.8.1 Método de Flujo de Efectivo Descontado	148
4.8.2 Método de Hoskold	152
4.8.3 Método de Morkill	157
4.8.4 Método de Contabilidad	160
4.8.5 Método Promedio de la Tasa de Retorno Anual	164
4.8.6 Cálculo de Flujo de Efectivo Descontado o Valor Presente	168
4.9 Métodos de Evaluación Económica de las Reservas Petroleras.	172
4.9.1 Calculo de los Indicadores Económicos.	175
4.9.2 Administración de las Reservas.	178
4.9.3 Reportes Predefinidos.	181
4.9.4 Beneficios.	181
5. EJEMPLO DE APLICACIÓN	183
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	211
REFERENCIAS	214
APÉNDICE	218

RESUMEN

Este trabajo trata sobre los criterios generales en la evaluación de las reservas de hidrocarburos, desde su concepción técnica en la estimación hasta la implicación que tienen los criterios económicos y de rentabilidad que refleje un volumen de reservas económicas reales.

En el primer capítulo se describen los conceptos básicos de los hidrocarburos que son necesarios para el entendimiento de las reservas, resultando estas de los recursos que son definidos por diferentes organizaciones mundiales para ser cuantificables, usando además una nomenclatura utilizada por varios países y organizaciones.

En el segundo capítulo se muestra la clasificación y sistema universal de nomenclatura para las reservas petroleras, que son reconocidas por organismos mundiales, agencias gubernamentales e industrias petroleras; basándose en mecanismos técnicos, arrendamientos económicos, energía disponible, entre otros parámetros para tal fin.

En el tercer capítulo se incluyen los diferentes métodos para la estimación de las reservas petroleras, describiendo cada uno de ellos con los datos que son necesarios, así como mostrando las etapas en que pueden ser aplicados a lo largo del desarrollo de los campos petroleros.

En el capítulo cuarto se tratan los aspectos económicos y de rentabilidad como el valor presente neto, tasa interna de retorno y la relación beneficio – costo, entre otros, que son básicos para la evaluación económica de los proyectos de inversión, necesarios para la obtención de un volumen de reservas económicas de hidrocarburos; de igual manera se describe un método cuyo propósito es ayudar a una mejor documentación y análisis del proceso de estimación de reservas así como difundir los lineamientos acerca de cómo se deben de reportar las reservas

En el capítulo cinco se aplica el software (MERAK) PEEP y Volts para la evaluación de un ejemplo hipotético en la evaluación económica de las reservas petroleras, donde es posible integrar tanto datos técnicos con criterios económicos como son los precios, costos de operación e inversiones y aun más importante el concepto del límite económico el cual da pauta para determinar el valor monetario del yacimiento y la vida económica del mismo.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo enfatiza el hecho de que el conocimiento de las reservas de hidrocarburos es la base principal sobre la cual se toman las decisiones más importantes en la Industria Petrolera.

La clasificación de los hidrocarburos y la nomenclatura de las reservas petroleras, han destacado de una u otra manera en los Congresos Mundiales del Petróleo con el fin de analizar:

- Los diferentes sistemas de clasificación de las reservas petroleras, así como enfocarse en el desarrollo de un solo sistema universal que abarque todo tipo de hidrocarburos de una formación natural, de interés comercial y potencial.
- La nomenclatura utilizada por varios países y organizaciones al reportar las estimaciones de sus reservas y enfocarse en el desarrollo de un sistema simple, práctico y fácil de entender que fuera aceptado por la Industria petrolera.

Las reservas son las porciones que se pueden obtener de los depósitos de hidrocarburos. Estas han adquirido importancia para muchos que son ajenos a la Industria Petrolera. Por lo tanto, se consideró que había una responsabilidad de ser claros con los economistas, directivos, políticos y con los de escaso conocimiento a la Industria del Petróleo, así como satisfacer las necesidades de los científicos y especialistas.

El interés que se tiene en la estimación y evaluación de reservas petroleras estriba en la precisión de los datos geológicos, de producción, de perforación y análisis de costos.

Las reservas probadas de aceite, gas natural o del líquido del gas natural son las cantidades estimadas para las cuales datos geológicos y de ingeniería demuestran, con un grado de certeza razonable que se pueden recuperar de yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas actuales.

En la búsqueda y producción de hidrocarburos es necesario Invertir capitales considerables, la mayor parte de este financiamiento viene del margen sobre la producción que condiciona el porvenir petrolero del mundo, y que es la diferencia del precio del mercado de los hidrocarburos en su costo, este ultimo siendo la suma del costo técnico de producción, regalías y de los impuestos recabados por el Estado y los dueños del área respectivamente.

El esfuerzo financiero que se aplique a la exploración o a la puesta en producción en zonas más y más difíciles se realizará solamente si las perspectivas de rentabilidad son atractivas. Por consecuencia, debe existir también un precio mínimo de los hidrocarburos debajo del cual el esfuerzo de exploración o la investigación tecnológica se llegue al punto de comprometer las perspectivas de abastecimiento futuro del mercado.

Un indicador utilizado para diagnosticar la situación de las reservas de hidrocarburos de un país es la relación reserva potencial. Este concepto debe manejarse con precaución ya que no esta estrictamente relacionado con la autosuficiencia de un país.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Aceite Crudo

Aceite crudo se define técnicamente como una mezcla de hidrocarburos que existen en la fase líquida en yacimientos naturales en el subsuelo y permanecen líquidos a presión en superficie después de pasar a través de instalaciones de producción.

Para propósitos estadísticos los volúmenes reportados como aceite crudo incluyen:

- 1) Líquidos técnicamente definidos como aceite crudo.
- 2) Pequeña Cantidad de Hidrocarburos existentes en la fase gaseosa natural dentro del yacimiento, pero después, a la presión atmosférica se puede recuperar gran cantidad de líquidos, ya sea en el separador o bien por condensación después de la presión de saturación (P_b), en la TP o en el espacio anular aunque generalmente en estos dos últimos casos siempre ocurre recuperación de gas. Desde el punto de vista técnico, esos líquidos son llamados condensados. La mayor producción de condensados está reportada en plantas condensadoras y en ellas incluyen al gas natural líquido.
- 3) Pequeñas cantidades de no hidrocarburos producidos con el aceite.

1.2 Gas Natural

Gas natural es una mezcla de hidrocarburos y pequeñas cantidades de no hidrocarburos que existen en la fase gaseosa o en solución con el aceite crudo en yacimientos naturales en el subsuelo. El gas puede ser sub-clasificado como sigue^{1,2}:

1.2.1 Gas Disuelto

Gas natural que se encuentra en solución con el aceite crudo en el yacimiento.

1.2.2 Gas Asociado

Gas natural comúnmente conocido como casquete de gas, que sobre yace al aceite crudo en el yacimiento.

1.2.3 Gas no Asociado

Gas natural en el yacimiento que no contiene cantidades significantes de aceite crudo.

El Gas disuelto y Gas asociado pueden ser producidos del mismo pozo. En tal situación, no es fácil medir la producción de gas disuelto y gas asociado separadamente; y además la producción es reportada bajo el frente de asociado/disuelto o gas ademado. Las reservas y la capacidad productiva estimada para a gas asociado y gas disuelto también es reportada como el total de gas asociado/disuelto combinado.

1.2.4 Líquidos del Gas Natural

Líquidos del Gas Natural (LGS) son aquellas porciones de gas del yacimiento que son licuables en la superficie en el arreglo de separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Los Líquidos del Gas Natural incluyen pero no están limitados al etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados.

1.3 Petróleo Crudo Equivalente

Es una forma de representar el inventario total de hidrocarburos. Corresponde a la adición del aceite crudo, de los condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último elemento, representa en términos de energía a un cierto volumen de aceite crudo. Su evaluación requiere de la información actualizada de los procesos a que está sometida la producción del gas natural, desde su separación y medición, hasta la salida de las plantas petroquímicas. La Figura 1.1 ilustra los elementos de este cálculo.

El aceite crudo no sufre ninguna conversión para llegar a petróleo crudo equivalente. El gas natural es producido y su volumen es disminuido por aspectos como el autoconsumo y el envío de gas a la atmósfera. Esta reducción es referida como encogimiento, y en la Figura 1.1 es denominada eficiencia en el manejo, o simplemente *Feem*. El gas continúa su transporte, y tiene otra alteración en su volumen al pasar por estaciones de recompresión, en donde del gas son extraídos los condensados. A esta alteración en el volumen por el efecto del transporte se le denomina *Felt*. El condensado se contabiliza directamente como petróleo crudo equivalente. El gas todavía sigue su proceso dentro de las plantas petroquímicas en donde es sometido a otros procesos, los cuales eliminan los compuestos no hidrocarburos y nuevamente, otros licuables o líquidos de planta son extraídos. Esta nueva reducción en el volumen del gas es conceptualizada a través del encogimiento por impurezas, o *Feí*, y por el encogimiento de licuables en planta, *Felp*. Los líquidos de planta son agregados como petróleo crudo equivalente ya que son líquidos, en tanto el gas a la salida de las plantas, gas seco, es convertido con una equivalencia a líquido de 5.201 millares de pies cúbicos de gas seco que equivale a un barril de petróleo crudo equivalente. Este número es el resultado de considerar 5.591 millones de BTU por barril de crudo y 1,075 BTU por millón de pies cúbicos de gas seco dulce, por lo que el mencionado factor es de 192.27 barriles por millón de pies cúbicos, o el inverso que resulta en 5.201 millares de pies cúbicos por barril.³

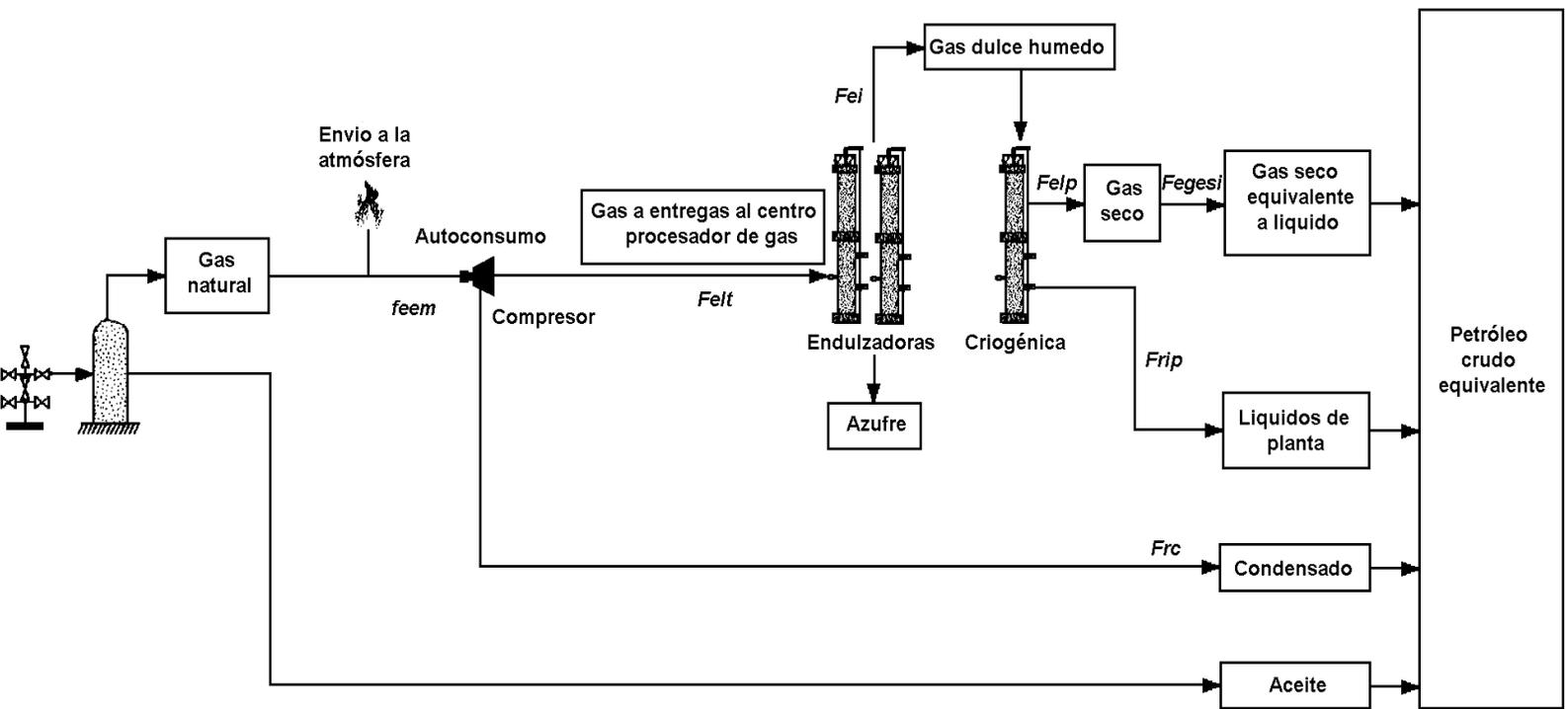


Fig. 1.1 Elementos para el Cálculo del Petróleo Crudo Equivalente³.

1.4 Recursos y Reservas.

En Febrero de 2000 las definiciones de recursos fueron aprobadas y publicadas por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG). Dichas definiciones son descritas en esta sección y están sujetas a revisión y desarrollos futuros.

La Figura 1.2 es una reproducción de la Clasificación de Recursos aprobada por SPE/WPC/AAPG, que es ilustrada usando la Caja de MaKelvey que fue publicada en 1972 y que se ha continuado enriqueciendo a través del tiempo, considerando nuevos parámetros para la descripción exacta de su división⁴.

Se consideran dos aspectos importantes en la clasificación de Recursos para diferenciar entre un “proyecto maduro” y una “incertidumbre volumétrica”, dichos términos son:

- 1) **Riesgo (Oportunidad).**- Puede ser definido como la probabilidad que un evento discreto ocurrirá o no. El Riesgo es normalmente usado con relación al resultado negativo, así que el término oportunidad es preferido para el riesgo. De igual manera el término Riesgo es usado en la Industria Financiera, como sinónimo de la desviación Estándar el cual es por definición una medida de la incertidumbre dentro de una estimación⁴.
- 2) **Incetidumbre.**- La incetidumbre refleja la imposibilidad para estimar un valor precisamente, como por ejemplo el volumen remanente recuperable de un campo produciendo. Cuando tratamos con la incetidumbre un rango de valores pueden ser siempre estáticos⁴.

PETROLEO ORIGINALMENTE IN-SITU TOTAL	PETROLEO IN-SITU DESCUBIERTO	COMERCIAL	PRODUCCIÓN			ESTATUS DEL PROYECTO	
			RESERVAS			EN PRODUCCIÓN	
			PROBADA	PROBADA MÁS PROBABLE	PROBADA MÁS PROBABLE MÁS POSIBLE	BAJO DESARROLLO	
		RECURSOS CONTINGENTES			PLANEADO PARA EL DESARROLLO		
		SUB-COMERCIAL	RECURSOS CONTINGENTES			DESARROLLO PENDIENTE	
			BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	DESARROLLO EN ESPERA	
	NO RECUPERABLES			DESARROLLO NO VIABLE			
	PETROLEO ORIGINALMENTE IN-SITU NO DESCUBIERTO	RECURSOS PROSPECTIVOS			PROSPECTO		
		BAJA ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN BASE	ALTA ESTIMACIÓN	LEAD		
		NO RECUPERABLES			PLAY		
NO RECUPERABLES							
← RANGO DE INCERTIDUMBRE →							

▲ BAJO RIESGO
 ▲ PROYECTO MADURO
 ▲ ALTO RIESGO

Fig. 1.2 Caja de Mackelvey Mostrando la Clasificación de Recursos por SPE/WPC/AAPG⁴

1.4.1 Recursos Originales.

El volumen de hidrocarburos originalmente contenidos en las rocas del subsuelo se conoce como recurso. Ellos son además aquellas cantidades estimadas a la fecha dada, que son remanentes en acumulaciones, más aquellas cantidades ya producidas, más aquellas cantidades en acumulaciones que serán descubiertas. Los recursos originales son divididos en recursos descubiertos y recursos no descubiertos representados en la Figura 1.3.

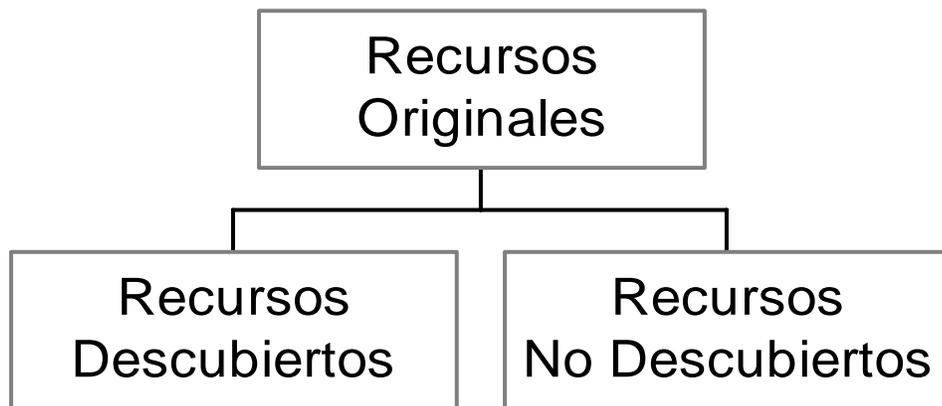


Fig. 1.3 Recursos Originales⁵

1.4.2 Recursos Descubiertos

Recursos descubiertos son aquellas cantidades remanentes de aceite y gas estimadas sobre una fecha dada, más aquellas cantidades ya producidas de acumulaciones conocidas. Los recursos descubiertos son divididos en categorías económicas y no económicas, con la porción estimada recuperable futura clasificada como reservas y recursos contingentes respectivamente, ver Figura 1.4.

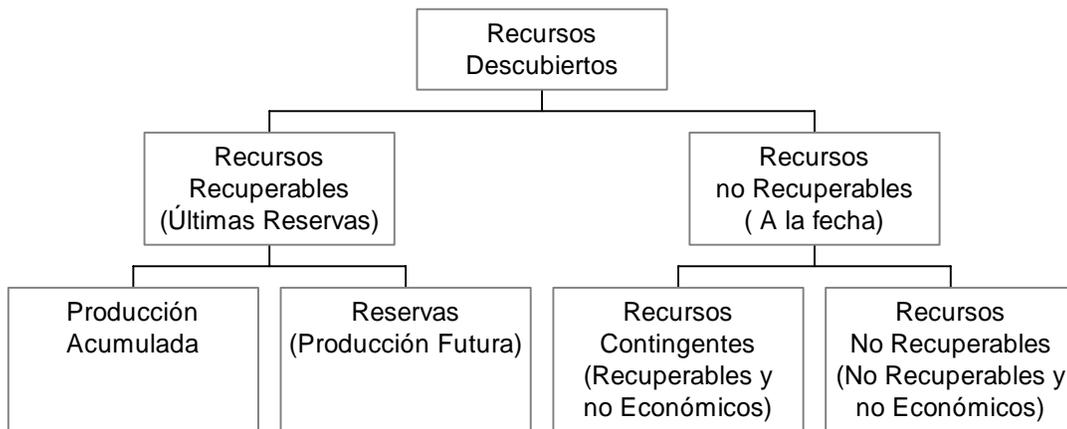


Fig. 1.4 Recursos Descubiertos⁵

1.4.3 Producción Acumulada

La producción acumulada se refiere a los hidrocarburos que han sido recuperados.

1.4.4 Reserva

La reserva son aquellas cantidades anticipadas de aceite y gas que son económicamente recuperables de los recursos descubiertos, esto se analizará en el Capítulo siguiente.

Las cantidades estimadas recuperables de acumulaciones conocidas que no son económicos se clasifica como Recursos Contingentes. La definición de económico para una acumulación varía de acuerdo a condiciones locales del precio, costos, circunstancias de operación y se deja a la discreción del país o compañía concerniente. En general las cantidades pueden no ser clasificadas como reserva a menos que este ahí en espera de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción dentro de un tiempo razonable.

En ciertas circunstancias las reservas pueden ser asignadas a acumulaciones conocidas siempre pensando que su desarrollo no puede ocurrir en un cierto tiempo. Por ejemplo los campos podrían ser dedicados a cumplir contratos de tiempo largo y solamente serán desarrolladas cuando se necesite satisfacer aquellos contratos.

Un aspecto importante en la evaluación y producción de estas reservas es el tipo de fluidos contenidos en el yacimiento. Las estructuras geológicas pueden contener los siguientes tipos de fluidos: gas húmedo no asociado, gas húmedo asociado, gas y condensado, aceite volátil y aceite negro.

Es importante mencionar que la clasificación y evaluación de las reservas dependen ampliamente de la experiencia del evaluador y de la información disponible. La confiabilidad y el riesgo inherente en la producción de las reservas también son considerados dentro de la clasificación. Consecuentemente, cuando se dispone de nueva información, las reservas son revisadas y actualizadas. Por ejemplo, cuando cambian las condiciones económicas y tecnológicas.

Para contabilizar las reservas de todos los tipos de fluidos se usa el concepto de "crudo equivalente", que es una forma de representar el inventario total de hidrocarburos por la suma de los volúmenes de condensados y líquidos de plantas convertidos a volumen de crudo equivalente. Esta conversión se basa en el valor calorífico de los diferentes fluidos de hidrocarburos. El factor de conversión que se utiliza es 5200 pies cúbicos de gas seco por cada barril de crudo equivalente³.

Las categorías usadas en la Figura 1.2 refleja los siguientes conceptos en el Estatus Del Proyecto⁴:

- 1) **En Producción.**- El proyecto esta actualmente produciendo y vendiendo el petróleo en el mercado.
- 2) **Bajo Desarrollo.**- Todas las aprobaciones necesarias han sido obtenidas y el desarrollo del proyecto está en marcha.
- 3) **Planeado para el Desarrollo.**- Satisface todos los criterios para reservas y ahí esta un firme intento para el desarrollo, pero la planeación del desarrollo detallado y/o las aprobaciones / contratos necesarios ya se tiene para ser finalizadas.

Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas que son producidas pero que no pueden ser comercializadas.

1.4.5 Recursos Contingentes

Los recursos Contingentes son definidos como aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada que serán potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero no son económicamente recuperables en la actualidad. Los Recursos Contingentes incluye por ejemplo las acumulaciones para las cuales no son viables en el mercado en la actualidad.

Las categorías usadas en la Figura 1.2 refleja los siguientes conceptos en el Estatus Del Proyecto:

- 1) **Desarrollo Pendiente.**- requiere de la adquisición de más datos y evaluación para confirmar su comercialización.

- 2) **Desarrollo en Espera.**- de tamaño significativo pero esperando el desarrollo de un mercado o remoción de otros términos para su desarrollo, de los cuales puede ser técnicos, ambientales o políticos por ejemplo.

- 3) **Desarrollo no Viable.**- sin planes actuales para el desarrollo o para adquirir datos adicionales a la fecha debido al potencial de producción limitado.

1.4.6 Recursos no Descubiertos

Los recursos no descubiertos son definidos como aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada que esta contenida en acumulaciones que aún serán descubiertas. La porción estimada potencialmente recuperable de los recursos no descubiertos se clasifica como recursos prospectivos según la Figura 1.5.

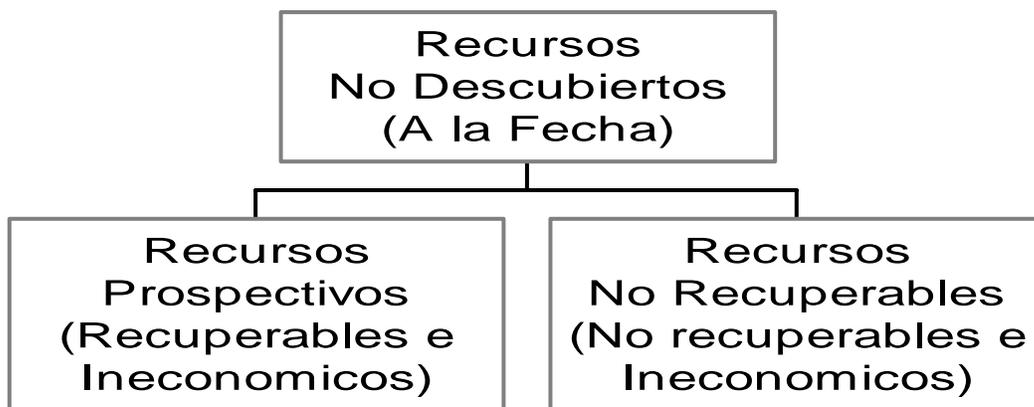


Fig. 1.5 Recursos no Descubiertos⁵

1.4.7 Recursos Prospectivos

Los recursos Prospectivos son definidos como aquellas cantidades de aceite y gas estimadas a una fecha dada para ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas. Ellos son técnicamente viables y económicamente recuperables.

Las categorías usadas en la Figura 1.2 reflejan los siguientes conceptos en el Estatus Del Proyecto:

- 1) **Prospecto.-** La acumulación potencial es bastante bien definida para representar un objetivo de perforación viable.
- 2) **Lead.-** Evidencia de una estructura anticlinal definida al menos por dos líneas sísmicas. La acumulación potencial esta actualmente pobremente definida y requiere de la adquisición de datos para su evaluación para ser clasificada como prospecto⁶.
- 3) **Play.-** Grupo de prospectos o campos similares, en cuanto a roca generadora, almacenadora, trampa, sello, maduración, migración y preservación del petróleo. Un sistema de hidrocarburos (maquina del petróleo) contiene varios tipos de play. Prospecto reconocido tiende a ser potencial prospecto, pero requiere de la adquisición de más datos para su evaluación y definir leads específicos o prospectos⁶.

1.4.8 Recursos Descubiertos no Recuperables Y Recursos no Descubiertos no Recuperables.

Los recursos no recuperables, descubiertos y no descubiertos, no son económicamente ni técnicamente posible producirlos. Ellos representan cantidades de petróleo que se encuentran todavía en el yacimiento, después de que la producción comercial ha cesado, en acumulaciones conocidas como en desconocidas que no son estimadamente recuperables, debido a la falta de procesos técnicos y económicos aplicables en ese momento.

1.4.9 Categoría de los Recursos

De la Figura 1.2 la alta incertidumbre en la estimación de los recursos, la evaluación de aquellos elementos requiere de algún tipo de método probabilístico. Los conceptos de valor esperado, árbol de decisión y su análisis son rutinarios; sin embargo en proyectos de alto riesgo el simulador de Monte Carlo puede ser usado como sé vera en capítulos posteriores.

Cuando los recursos son evaluados, en particular los recursos contingentes y prospectivos la siguiente categoría es recomendada:

- 1) **Baja Estimación;** Esta es considerada ser una estimación conservativa de la cantidad que actualmente será recuperada de la acumulación. Si los métodos probabilísticos son usados, este termino se reflejara como un nivel de confianza del P_{90} .

- 2) **Estimación Base;** Esta es considerada la mejor estimación de la cantidad que actualmente será recuperada de la acumulación. Si los métodos probabilísticos son usados, este termino es una medida de la tendencia central de la distribución de la incertidumbre (más probablemente / moda, P_{50} / mediana o promedio aritmético / media).

- 3) **Alta Estimación:** esta es considerada una estimación optimista de la cantidad que actualmente será recuperada de la acumulación. Si los métodos probabilísticos son usados este termino refleja un nivel de confianza de P_{10} .

CAPÍTULO 2

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

2.1 Generalidades

La necesidad por una clasificación universal y sistema de nomenclatura para las reservas petroleras tienen tiempo de ser reconocidas por varias sociedades técnicas, organizaciones profesionales, agencias gubernamentales e industrias petroleras. A pesar de la necesidad para una estandarización de definiciones y conceptos, las diferencias en las definiciones continúan para el significado absoluto publicado por las sociedades técnicas y cuerpos regulatorios. La sociedad ha establecido grupos de estudio para recomendar un sistema de clasificación; sin embargo un sistema universal aceptable para todos los estimadores y usuarios no han estado de acuerdo.

La tecnología utilizada en la clasificación de las sustancias del petróleo y de las diferentes categorías de reservas ha sido objeto de mucho estudio y discusión durante muchos años.

Los primeros intentos por estandarizar la terminología de reservas empezaron en la década de los 30's, cuando el Instituto Americano del Petróleo (API) consideró clasificaciones para el petróleo y definiciones para las diferentes categorías de reservas como se muestra en la Figura 2.1.

Desde entonces, la evolución de la tecnología ha creado métodos de ingeniería más precisos para determinar las reservas, y se ha incrementado la necesidad de disponer de una nomenclatura mejorada para lograr consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas.

PERIODO DE TIEMPO	NOMBRE DE LA ORGANIZACIÓN	COMENTARIOS
1936-1964	API ^a	Crea las definiciones usadas en el estudio anual de las reservas de aceite en USA.
1946	AGA ^b	Estableció definiciones para las reservas de gas y junto con API para el estudio anual de las reservas de aceite y gas en USA.
1964	SPE	Adopta las definiciones similares de Reserva Probada para modificar las definiciones de API
1978	SEC	Adopta definiciones para reserva probada de aceite y gas
1981	SPE	Adopta definiciones revisadas para reserva probada
1983	WPC	Adopta definiciones expandidas para Recursos y Reservas
1987	SPE	Publica definiciones revisadas para Reservas Probada, Probable y posible. Sin reconocer los métodos Probabilísticos.
1987	WPC	Publica Definiciones revisadas similares a las definiciones de SPE de 1987
1997	SPE/WPC	Definiciones adoptadas por SPE/WPC. Incorporando metodologías determinísticas y probabilísticas.
2000	SPE/WPC/AAPG ^c	Definición de Recursos aprobado por SPE, WPC y AAPG.

Fig. 2.1 Desarrollo de las Definiciones de Reservas Petroleras⁷

^a Instituto Americano del Petróleo.

^b Asociación Americana del Gas.

^c Asociación Americana de Geólogos Petroleros.

La Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), los Congresos Mundiales del Petróleo (WPC) y Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG) trabajando separadamente, produjeron clasificaciones similares de las definiciones de reservas, para las acumulaciones conocidas que introdujeron a principios del año 2000. Éstas son los estándares preferidos para la clasificación de las reservas en el ámbito de la industria. Poco después fue obvio para ambas organizaciones que sus definiciones podrían combinarse para integrar un solo conjunto, el cual pueden emplearse a la industria petrolera mundial.

La intención de SPE y WPC en la aprobación de las clasificaciones adicionales mas allá de las reservas probadas, es facilitar la consistencia entre los profesionales que usan dichos términos. En la presentación de estas definiciones, ninguna de las dos organizaciones está recomendando la declaración pública de las reservas clasificadas como no probadas. La revelación pública de las cantidades clasificadas como reservas no probadas se deja a la discreción de los países o compañías involucradas.

En 1999 la SEC (Comisión de Cambio y Seguridad) comenzó incrementando sus revisiones y reforzando sus procesos, exigiendo mayor entendimiento y confianza en los reportes de reservas de aceite y gas. El equipo de Ingenieros que pertenecen a la SEC han actualizado sus métodos para evaluar reservas remanentes así como áreas no descubiertas.

La terminología que se recomienda está lo más cercano posible al uso común con el fin de minimizar los cambios que sean necesarios y para que haya una aceptación general. Estas definiciones incluyen los términos más importantes utilizados en la clasificación de hidrocarburos y sobre las reservas de los mismos. Si se aplican sistemáticamente, el uso de estas definiciones llevará a asegurar uniformidades en la obtención de reportes e interpretación de estadísticas básicas de los hidrocarburos.

De tal manera, las reservas de hidrocarburos se pueden clasificar por la cantidad y grado de exactitud de los datos disponibles, a sí como por el tipo de fluido contenido en el yacimiento.

2.2 Resumen de la Clasificación de Reservas

La clasificación y estimación de las reservas requiere las aplicaciones de criterios profesionales, combinados con el conocimiento ingenieril y geológico para evaluar con o sin criterios que han satisfecho la clasificación de reservas. El conocimiento de conceptos incluyen incertidumbre y riesgo, probabilidad y estadística, además métodos de estimación determinísticos y probabilísticos que son requeridos para el uso y aplicación de las definiciones de reservas.

2.3 Niveles de Certeza para las Reservas Reportadas

Los niveles de certeza cualitativa son aplicables a reservas individuales, las cuales se refieren al nivel más bajo para el cual los cálculos de reservas son representados, cuando se refiere al nivel más alto, la suma de estimaciones individuales para cuando las estimaciones de reservas son presentadas. Las reservas reportadas podrían apuntar a los siguientes niveles de certeza bajo ciertas condiciones económicas específicas.

2.4 Clasificación Básica de Reservas

Las Reservas tienen cinco clasificaciones básicas, las cuales pueden expandirse para reunir las necesidades individuales de las empresas²:

1. Clasificación por propiedad puede ser subdividida en volúmenes de las reservas (100% del pozo, arrendamiento o yacimiento) y las reservas netas (netas a los intereses evaluados después de todas las regalías, pagos de producción o interés reversionario).
2. Clasificación por energía de origen incluye primaria y recuperación mejorada.
3. Clasificación por grado de origen probada, probable, posible y reservas prospectivas.
4. Clasificación por estatus de desarrollo es dividida dentro reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas.
5. Clasificación por estatus de producción las reservas se subdivide en producidas o no producidas.

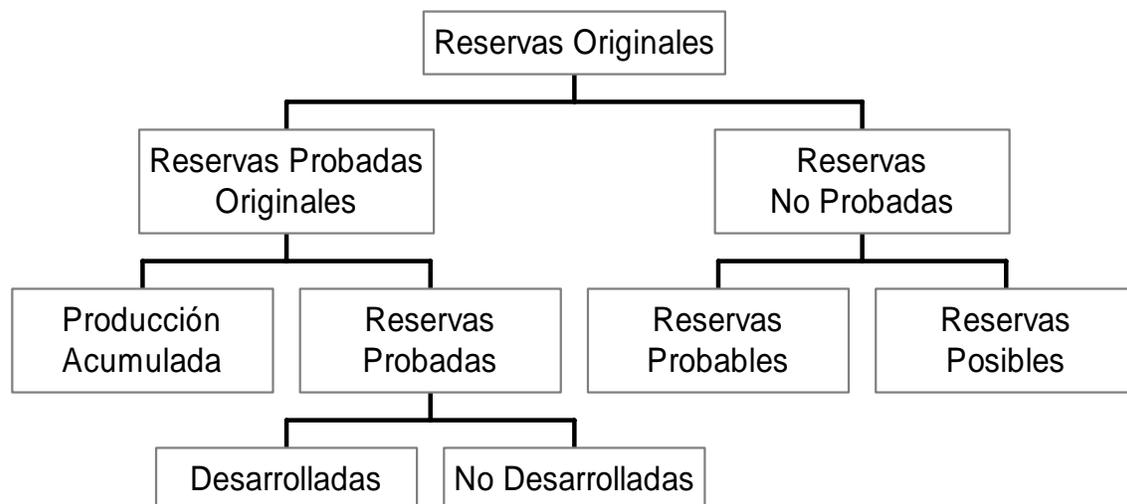


Fig. 2.2 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos ³

2.5 Clasificación de las Reservas por Cantidad y Grado de Exactitud⁷

- 1) Probadas.
 - a) Desarrolladas
 - Produciendo.
 - Sin producción.
 - b) No desarrolladas.

- 2) No probadas.
 - a) Probables.
 - b) Posibles.

PROBADAS		NO PROBADAS		
DESARROLLADAS		NO DESARROLLADAS	PROBABLES	POSIBLES
PRODUCCIÓN	SIN PRODUCCIÓN			

Fig. 2.3 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos por Estatus de Desarrollo

2.5.1 Reservas Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima ser comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas pueden ser clasificadas como desarrolladas o no desarrolladas, según el estatus de desarrollo.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo de tiempo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinístico, es decir, sin una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilístico, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de reservas de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, 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 tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

2.5.1.1 Reservas Probadas Desarrolladas.

Las reservas desarrolladas que se espera ser recuperadas por pozos existentes. Las reservas de recuperación mejorada son consideradas desarrolladas solamente después de que el equipo necesario ha sido instalado o cuando los costos son relativamente pequeños. Las reservas desarrolladas pueden ser subdivididas como:

- i. Produciendo.
- ii. Sin producción.

2.5.1.1.1 Reservas Probadas Desarrolladas Producción.

Las reservas produciendo se espera que sean recuperadas a partir de intervalos de terminación los cuales están abiertos y produciendo al tiempo de estimación. Las reservas de recuperación mejorada se consideran produciendo solamente después de que el proyecto de recuperación esta en operación

2.5.1.1.2 Reservas Probadas Desarrolladas sin Producción.

Las reservas sin producción incluyen las reservas de pozos cerrados Las reservas de pozos cerrados se espera que sean recuperadas a partir de:

- a. Intervalos terminados que son abiertos al tiempo estimado, pero que no han iniciado su producción.
- b. Los pozos que fueron cerrados por condiciones de las tuberías o bien, del mercado.
- c. Los pozos no aptos para producir por razones mecánicas.

Las reservas, se espera que sean recuperada a partir de zonas en pozos existentes que requerirán reparaciones adicionales o reparaciones futuras previas al inicio de la producción.

2.5.1.2 Reservas Probadas no Desarrolladas

Las reservas no desarrolladas se esperan que sean recuperadas a partir de:

1. - Perforación de nuevos pozos sobre el área no perforada
2. - Los pozos más profundos existentes que pertenecen a otro yacimiento, o.
3. - Donde se requiere de mayores gastos para:
 - a) Terminar el pozo existente.
 - b) Construir las instalaciones de producción y/o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

2.5.2 Reservas no Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de razonable certidumbre, 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.

2.5.3 Reservas Probables

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

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y 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 e inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son 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 aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas sí se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

2.5.4 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 probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes (contiguas) a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- b. Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c. Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- d. Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una razonable duda existe de que el proyecto será comercial.
- e. Reservas en una área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

2.5.5 Características de la Reserva Probada y Potencial

Reservas potenciales. Son el resultado de un programa de recuperación y que no ha sido puesto en operación en un campo de la formación con características semejantes al yacimiento y que se tiene duda de su existencia.

Basándose en las subcategorías anteriores de reservas posibles se dice que la reserva potencial incluye a la posible.

2.6 Clasificación de las Reservas por el Fluido Contenido en el Yacimiento⁸.

En esta clasificación se debe mencionar la definición de reserva desde el punto de vista del tipo de fluido que contiene:

La Reserva es el volumen de aceite remanente recuperado económicamente por métodos de explotación y datos específicos.

Así mismo el petróleo crudo, esta definido técnicamente como una mezcla de hidrocarburos y que está existente en fase líquida natural dentro del yacimiento y líquido remanente después de la presión atmosférica, pasando a través de una separación de fases en la superficie.

Por el Tipo de Fluido Contenido en el Yacimiento.

- 1) Yacimiento de aceite y gas disuelto.
- 2) Yacimiento de aceite, gas disuelto y gas libre.
- 3) Yacimiento de gas seco.
- 4) Yacimiento de gas y condensado.
- 5) Yacimiento de gas húmedo.

En esta clasificación se deben mencionar las definiciones de yacimiento desde el punto de vista del tipo de fluido que contiene. Así mismo, los volúmenes de petróleo crudo incluyen:

a) Petróleo (aceite) Crudo:

El petróleo crudo, esta definido técnicamente como una mezcla de hidrocarburos y que existe en fase líquida natural dentro del yacimiento y líquido remanente después de la presión atmosférica, pasando a través de una separación de fases en la superficie

b) Condensados:

Pequeña cantidad de hidrocarburos existentes en fase gaseosa natural dentro del yacimiento, pero después, a la presión atmosférica se puede recuperar gran cantidad de líquido, ya sea en el separador o bien por condensación después de la presión de rocío, en la TP o en el espacio anular aunque generalmente en estos dos últimos casos siempre ocurre recuperación de gas. Desde el punto de vista técnico, esos líquidos son llamados condensados. La mayor producción de condensados esta reportado en plantas condensadoras y en ellas incluyen al gas natural líquido.

En esta clasificación se derivan diversas categorías, que se refieren a los yacimientos que contienen el aceite de varias fases:

2.6.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto

Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite. La Figura 2.4 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Aceite y Gas Disuelto:

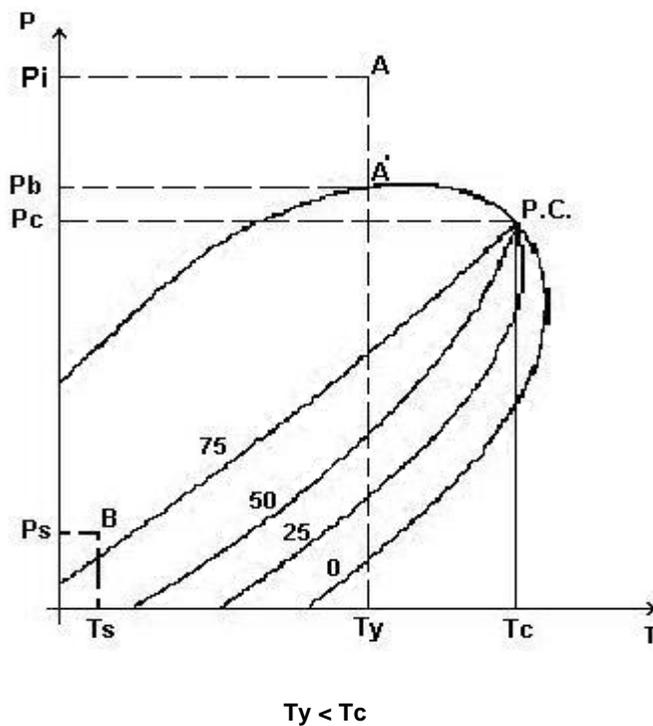


Fig. 2.4 Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto⁹

2.6.2 Yacimiento de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre.

Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación, este gas comúnmente se encuentra libre en el yacimiento formando una especie de casquete, o bien gas disuelto en solución en el petróleo crudo. La Figura 2.5 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Aceite, Gas Disuelto Y Gas Libre:

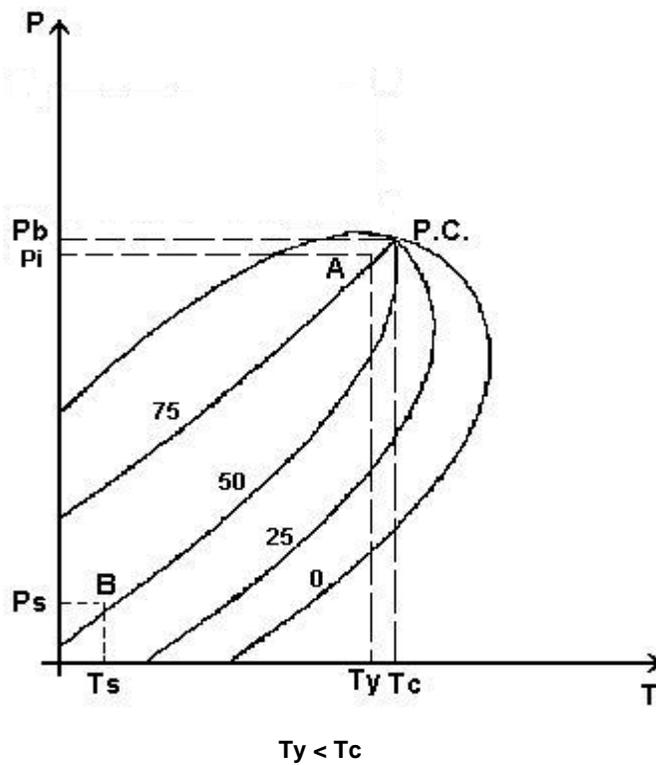
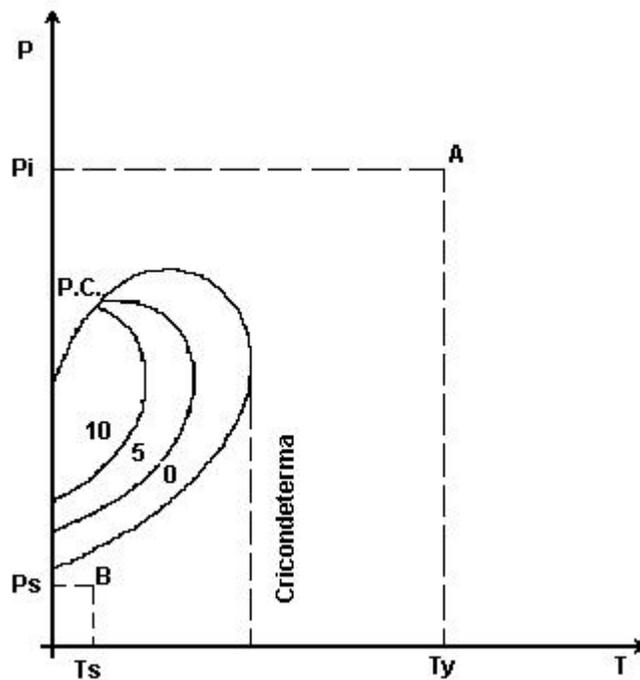


Fig. 2.5 Yacimiento de Aceite, Gas Disuelto y Gas Libre⁹

2.6.3 Yacimiento de Gas Seco.

Llamado gas no asociado, este no se encuentra contenido en el petróleo crudo ni en forma de casquete de gas, y sin embargo se encuentra en el yacimiento. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas esta en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. La Figura 2.6 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Gas Seco:



$T_y > \text{Cricondeterma}$

Fig. 2.6 Yacimiento de Gas Seco⁹

2.6.4 Yacimiento de Gas y Condensado

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presenta en el yacimiento el fenómeno de condensación retrograda y desde luego la producción en la superficie será en dos fases. La Figura 2.7 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Gas y Condensado:

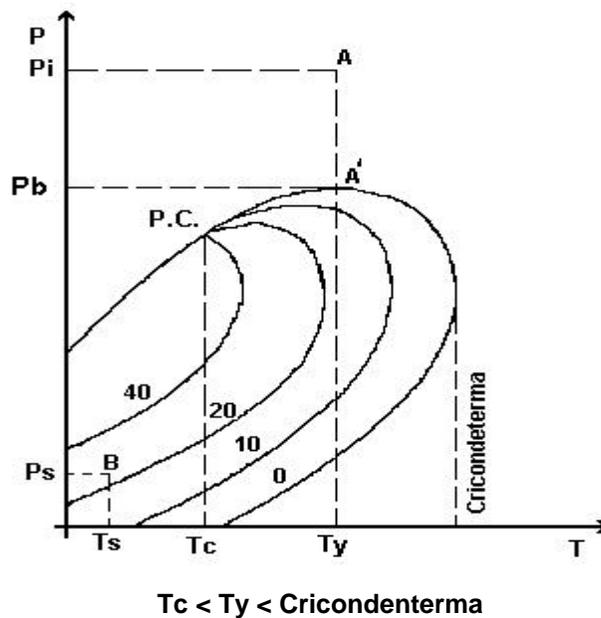
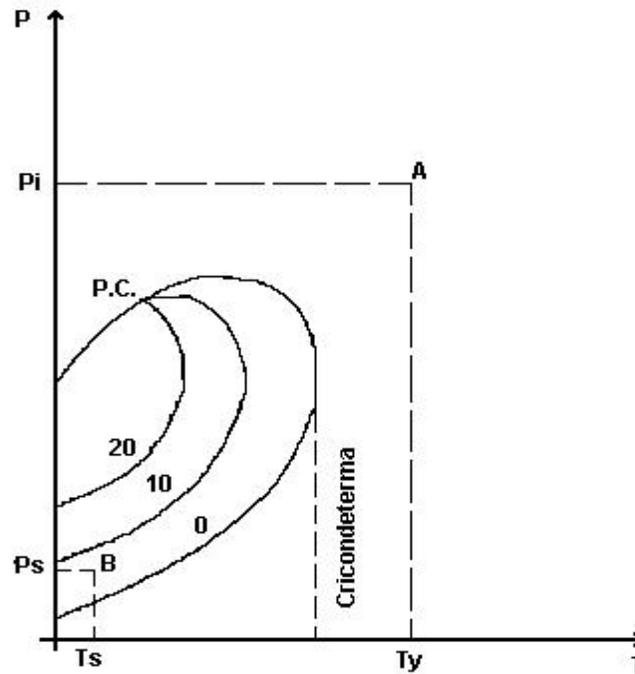


Fig: 2.7 Yacimiento de Gas y Condensado⁹

2.6.5 Yacimiento de Gas Húmedo.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas en el yacimiento esta en una sola fase, pero en superficie se recuperara en dos fases. La Figura 2.8 muestra el diagrama de fase del fluido del yacimiento que es Gas Húmedo:



Ty > Crincondenterma

Fig: 2.8 Yacimiento de Gas Húmedo⁹

2.7 Reserva de Aceite

Son aquellas cantidades de aceite medidos a condiciones estándar que se anticipa serán recuperados desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada con cualquiera de los métodos y sistemas de recuperación.

En esta clasificación se derivan diversas categorías, que se refieren a los yacimientos que contienen el aceite de varias fases:

- a) Yacimientos de Aceite y Gas disuelto. Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, cuando la presión inicial es mayor que la presión de saturación todo el gas original se encuentra disuelto en el aceite.

- b) Yacimientos de Aceite. Gas disuelto y Gas libre. Algunos yacimientos de aceite tienen gas libre desde el principio de su explotación; en este caso la presión inicial es menor que la presión de saturación. Este gas comúnmente se encuentra, libre en el yacimiento formando una especie de casquete o capa, o bien gas disuelto en solución en el petróleo crudo.

2.8 Reserva de Gas Asociado

Es aquella cantidad de gas que se encuentra disuelta en el aceite, debido a que su presión inicial es mayor que la presión de saturación, las cuales se pueden producir económicamente con los sistemas de recuperación conocidos

2.9 Reserva de Gas Libre.

Son aquellas cantidades de gas que no se encuentran disueltas en el aceite, éste se presenta como casquete de gas, las cuales se anticipan, será recuperado desde las acumulaciones conocidas a partir de la fecha dada.

2.10 Niveles de Certeza para las Reservas Probadas

Es importante enfatizar que la clasificación de las reservas dependen grandemente del conocimiento y experiencia del evaluador además de la información disponible. Las reservas probadas, probables y posibles a menudo son registradas como tres volúmenes discretos que representan un rango de resultados y son llamadas 1P, 2P y 3P es decir las reservas reportadas relacionadas a un nivel de certeza bajo ciertas condiciones económicas específicas son:

- 1p = Probada = P90
Reservas con nivel de certeza alta
90% de Nivel de Certeza
- 2p = Probada + Probable = P50
Reservas Esperadas
50% de Nivel de Certeza
- 3p = Probada + Probable + Posible = P10
Limite Superior Razonable
10% de Nivel de Certeza

La cuantificación de los niveles de certeza pertenecientes a estimaciones preparadas por varias categorías de reservas son deseables para dar un claro entendimiento de la incertidumbre y riesgos asociados. Sin embargo la mayoría de las estimaciones se preparan usando métodos deterministas que no dan una medida cuantitativa de probabilidad. Al inicio puede no haber diferencia entre las estimaciones realizadas por métodos probabilísticos o determinísticos.

CAPÍTULO 3

ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS

3.1 Generalidades

La estimación de las reservas de aceite y gas es considerada por algunos Ingenieros como "arte negro", basado en gran parte sobre la ciencia pero fuertemente influenciados por la experiencia, la adivinanza y algunos otros factores.

Esta opinión quizá surja porque las reservas estimadas se calculan para cumplir muchas necesidades durante diversos tiempos en la vida del yacimiento y se trabaja en diversos antecedentes y opiniones. La estimación de reservas es justamente eso: ESTIMACION.

No puede ser mejor que los datos en los cuales están basados, y están sujetos a la experiencia de la persona que las realiza.

Desafortunadamente las cifras de las reservas confiables son mas necesarias durante las primeras etapas de un proyecto, cuando se tiene disponible solamente una mínima información. Dado que la información base es acumulativa durante el desarrollo de un campo, el ingeniero de yacimientos tiene una creciente cantidad de datos con los cuales trabajar para un proyecto futuro y maduro, este aumento

de datos no solamente cambia los procedimientos para estimar las reservas, sino correspondientemente mejora la confianza en los cálculos. Es decir:

- 1) Después del descubrimiento del campo, es necesario estimar las reservas para justificar muchas decisiones que acarrearían gastos excesivo; de esta manera se podrían planificar los sondeos, pozos de desarrollo, plataformas marinas, líneas de tubería e instalaciones superficiales.
- 2) Después del desarrollo, las necesidades de capital son altas, pero las reservas estimadas deben aun soportar las inversiones, nuevas exploraciones, compra de propiedades y el financiamiento general.

Así, mientras el proceso cambia desde los primeros hallazgos, que van desde la exploración, continua la necesidad de la estimación de las reservas. Pero la calidad de dichas estimaciones obviamente varían grandemente entre la etapa especulativa y la efectiva.

Antes de que un yacimiento sea explotado, los datos son muy limitados. Después del descubrimiento, los datos se acumulan rápidamente; la calidad de la estimación de las reservas también mejora rápidamente, porque los métodos que pueden usarse se determinan por el tipo y cantidad de información disponible cuando se hace la estimación.

Las decisiones directivas son dictadas por resultados anticipados de inversión. En el caso del aceite y del gas, el ingeniero petrolero compara los costos estimados para algunas oportunidades de inversión con el flujo de efectivo resultante de la producción en barriles de aceite o pies cúbicos de gas.

Este análisis debe ser usado en la formulación de política para:

- a) Exploración y desarrollo de yacimiento de aceite y gas.
- b) Diseño y construcción de plantas, sistemas de válvulas y otras instalaciones en superficie.
- c) Determinación de la división de participantes en proyectos integrados.
- d) Determinación del valor justo del mercado de una propiedad al ser adquirida.
- e) Establecimiento de contratos de ventas, tarifas y precios.
- f) Obtención de permisos u otros cuerpos regulatorios aprobados.

Las Reservas de Hidrocarburos frecuentemente se estiman:

- a) Antes de la perforación o de cualquier desarrollo sub-superficial.
- b) Durante el desarrollo de la perforación del campo, luego que se tienen disponibles algunos datos de comportamiento.
- c) Después de que la tendencia del comportamiento esta bien definida.

La Figura 3.1. muestra:

- a) Los diversos períodos de la vida productiva de un yacimiento de aceite.
- b) La secuencia de los métodos apropiados de calculo de la recuperación.
- c) El impacto sobre el rango de calculo de la recuperación.
- d) El perfil hipotético de producción.
- e) El riesgo relativo al usar las reservas estimadas.

En esta gráfica no se puede usar unidades particulares y no está trazada a ninguna escala específica. Nótese que mientras el cálculo de la recuperación final puede llegar a ser aproximada en algún punto, al final de la vida de un yacimiento, el cálculo de la reserva a ese tiempo aún puede tener un riesgo significativo.

Durante la última semana de producción, si se predice una reserva de 1 bl de aceite (0.15 m^3), y se producen 2 bls de aceite (0.30 m^3). la estimación de la reserva incurre en un error de 100%.

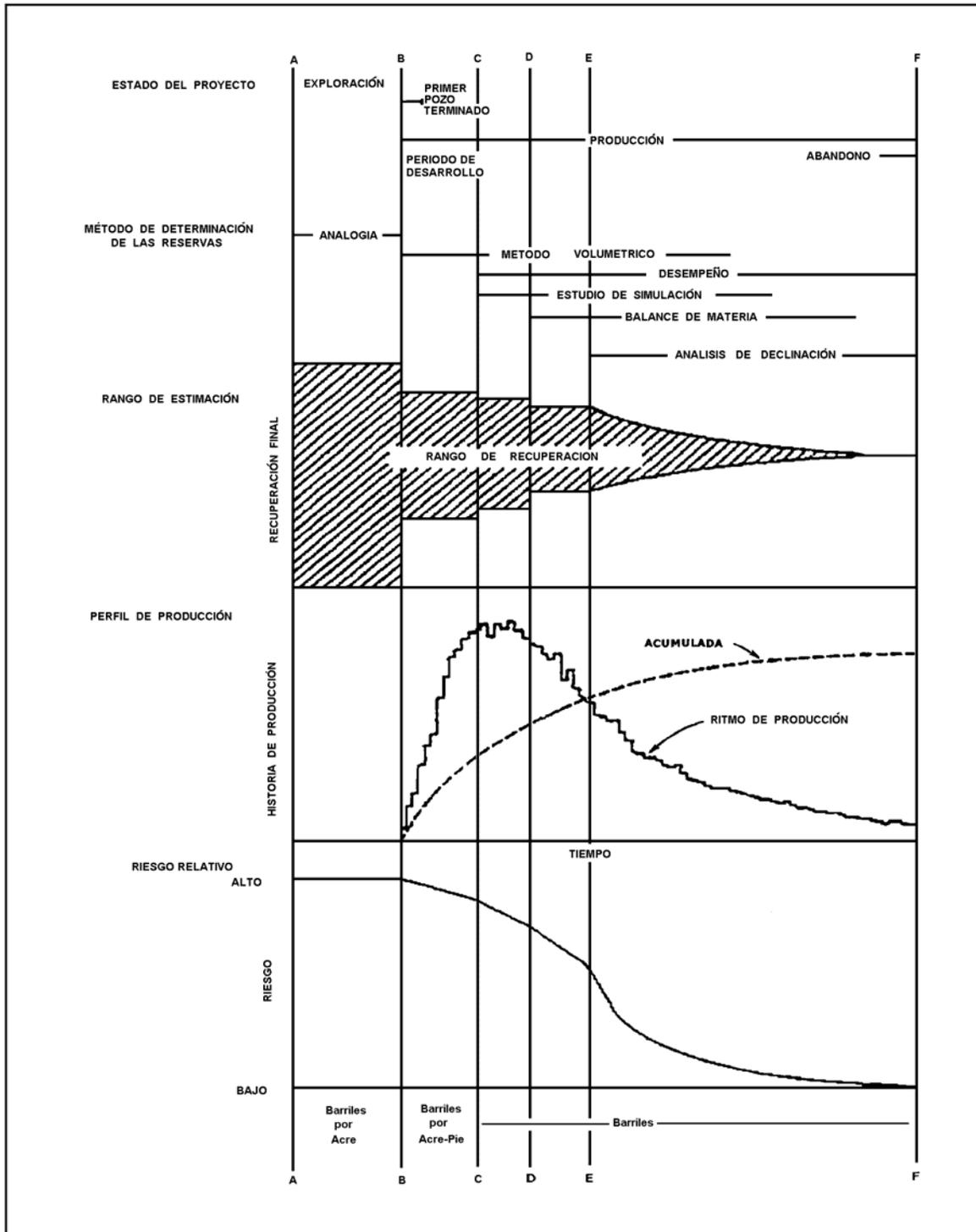


Fig. 3.1 Rango en la Estimación de la Recuperación Final durante la Vida de un Yacimiento^{1,2,9}

3.2 Métodos de Estimación de Reservas

3.2.1 Métodos Probabilístico y Determinístico

La estimación de reservas puede llevar acabo usando métodos determinísticos o probabilísticos.

El método determinístico es uno de los más empleados a nivel mundial, involucra la selección de un solo valor para cada parámetro en el cálculo de reservas, la selección se basa en la determinación del valor por el estimador, que es más apropiado para la categoría de reserva correspondiente.

El método probabilístico involucra la descripción completa de un rango de valores posibles para cada uno de los parámetros desconocidos. Este método normalmente usa software de computadora para cálculos repetitivos (por ejemplo simulación de Monte Carlo) para generar un rango completo de posibles resultados y su probabilidad de ocurrencia asociada.

Los métodos determinísticos y probabilísticos no son ajenos. Una estimación determinística es un solo valor dentro de un rango de resultados que podrían ser derivados por un análisis probabilístico. Idealmente no debería haber diferencia entre los reportes de estimación de reservas realizadas por métodos probabilísticos o determinísticos.

Las siguientes recomendaciones incluyen criterios que darán límites específicos a parámetros, para la estimación de reserva probada. La inclusión de límites específicos puede no coincidir con los procedimientos probabilísticos, el cual requiere que los parámetros de entrada sean un rango de valores potenciales.

3.2.2 Analogía

Este método se utiliza en la etapa de exploración, antes de la perforación del yacimiento, en provincias geológicas donde existe producción de otros campos, para estimar las reservas probables de un campo nuevo o por explorar. Para esto se vale del análisis estadístico de campos maduros para determinar la reserva media lo cual provee información muy útil.

Si los campos de la región son jóvenes y no se cuenta con suficientes datos de producción o no existen, se pueden usar datos estadísticos de pozos terminados en formaciones que tienen características similares al nuevo objetivo. La estimación de reservas por este método no es muy confiable debido a la falta de información y son normalmente expresadas en términos de un rango.

Antes de que un yacimiento sea perforado, las reservas en expectativa usualmente son estimados sobre las bases de analogía.

Esto requiere del estudio de yacimientos conocidos, comparables cerca del área de interés a yacimientos análogos, así mismo tener similitud en:

- i. Propiedades de la formación.
- ii. Analogía entre sus fluidos.
- iii. Mecanismos de empuje en el yacimiento.

En provincias geológicas donde la producción de la formación objetivo existe en otros entrampamientos, los análisis estadísticos de los pozos más viejos, para determinar la media o la mediana de las reservas, pueden aportar información útil.

Si existe poca o ninguna producción de la formación objetivo, entonces son usados los datos estadísticos de pozos terminados en formaciones que tienen características similares de la zona objetivo. Puesto que no hay información actual del yacimiento en estudio, incluida en la aproximación por analogía, las reservas estimadas así tienen la menor confiabilidad y normalmente están expresadas en un rango mínimo o máximo.

Cuando se está ejecutando un análisis estadístico para propósitos de analogía, un simple promedio es adecuado si los valores encontrados para los pozos estudiados son razonablemente constantes.

Si se observa una varianza amplia, entonces se debe preparar una distribución estadística. para establecer una mediana de la recuperación.

Tabla 3.1 presenta una muestra de distribución final, de reservas para 20 pozos someros de aceite localizados en la vecindad de un programa de perforación propuesto. El calculo de la reserva final de cada uno de los 20 pozos fue preparado por extrapolación de la tendencia de su comportamiento. Estas reservas fueron ordenadas en forma ascendente, como se muestra en Tabla, las reservas estimadas, graficadas contra el porcentaje acumulativo de las muestras se indican en la Figura 3.2.

TABLA 3.1. DISTRIBUCIÓN DE LA ULTIMA RECUPERACIÓN EN UN CAMPO PETROLERO².

POZO	% ACUMULATIVO	ULTIMA RECUPERACIÓN ESTIMADA (10³ bls)
1	5	8.0
2	10	9.0
3	15	9.5
4	20	10.0
5	25	11.0
6	30	14.5
7	35	16.2
8	40	24.0
9	45	34.0
10	50	35.7
11	55	40.1
12	60	43.2
13	65	52.0
14	70	65.0
15	75	66.0
16	80	78.0
17	85	101.0
18	90	112.2
19	95	128.5
20	100	131.9

PROMEDIO = $989.8/20 = 49.5 \times 10^3$ bls.

RECUPERACIÓN MEDIANA = 68.57 %

Una curva suave trazada a través de los puntos, indica una reserva mediana del 68.57% que equivale aproximadamente a 33,400 bls, por pozo con 49.4% de Recuperación.

El promedio de la reserva para la misma muestra es de 49,500 bls. Para este ejemplo el promedio cercano, o el más esperado para el pozo, es sólo de 68.7 % del promedio de la reserva para el grupo de pozos, Figura 3.2.

Si es propuesto un pequeño programa de perforación, la posible reserva por pozo deberá estar basado en el porcentaje más cercano. Si el programa de perforación se acerca al número de pozos analizados en la distribución, entonces el uso del promedio de la reserva llegará a ser sustentable.

Los análisis de distribución, similares en cantidades de producción iniciales y esperadas de la vida del pozo, derivadas del estudio de pozos existentes, ayudarán a estimar la reserva más apropiada.

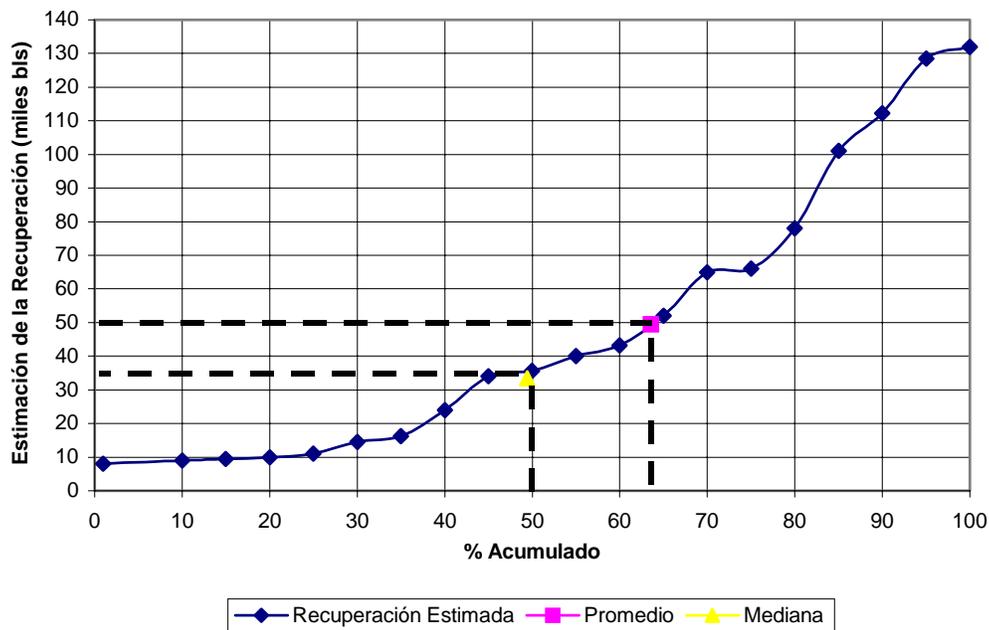


Fig. 3.2 Reserva Estimada versus el Porcentaje Acumulado de las Muestras de Distribución de la Última Recuperación²

3.2.3 Métodos Volumétricos

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existen inicialmente en un yacimiento. Se puede estimar por procedimientos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos, identifican la 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.

Dentro de los productos a obtener para estimar el volumen original in situ destacan los siguientes:

1. Determinación de los volúmenes de roca que contienen hidrocarburos.
2. Estimación de la porosidad efectiva y de la saturación de hidrocarburos.
3. Identificación de los fluidos y de sus propiedades, a fin de estimar el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

Los métodos volumétricos son de los más empleados, ya que desde la etapa inicial del descubrimiento del campo o yacimiento se emplean. Estos métodos se detallarán en este capítulo, basan su principio en el conocimiento de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento, así mismo, otro elemento fundamental es el que se refiere a la geometría del yacimiento, definida por su área y el espesor neto.

Los métodos volumétricos permiten determinar el espacio poroso disponible en la roca que constituye el yacimiento y la extensión geométrica de las formaciones que pueden contener hidrocarburos, son una herramienta importante para la estimación del volumen original de hidrocarburos, ya que se pueden emplear desde la etapa inicial del yacimiento, el volumen se puede calcular conociendo una serie de parámetros como:

Área de drene.	(A)
Espesor con hidrocarburos.	(h)
Porosidad.	(ϕ)
Saturación de agua.	(Sw)

Dichas estimaciones entran en la expresión general para la estimación del volumen (V_{hc})

$$V_{hc} = \phi(1 - S_w)hdA \quad (3.1)$$

Esta expresión para el cálculo de V_{hc} solamente se puede aplicar a yacimientos que están totalmente desarrollados, suponiendo que se dispone de información acerca de sus propiedades.

El área del drene es uno de los parámetros más difíciles de estimar.

Una interpolación geológica de un yacimiento puede ser preparada hasta que suficientes pozos hayan sido perforados para delinear su geometría areal y espesor. Después de la terminación del primer pozo, los ingenieros de yacimientos frecuentemente asignan un área de drene y multiplican esta área por el espesor neto, indicado por los registros geofísicos. Esta medida es usada solamente hasta que se disponga de suficiente información para proporcionar la configuración geológica.

3.2.3.1 Método de Isopacas

Este método presenta ventajas sobre el método de Cimas y Bases en virtud de que considera exclusivamente los espesores netos porosos que están impregnados de hidrocarburos.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo para el método de Isopacas.

Procedimiento de calculo:

- 1.- Se construye un plano de localizaciones de los pozos que constituyen el campo que se estudiará, como se ilustra en la Figura 3.3.

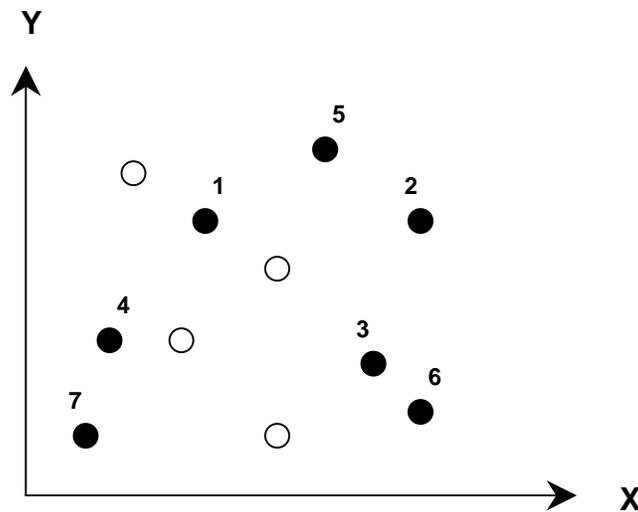


Fig. 3.3 Plano de Localizaciones

2.- Obtener el expediente de cada uno de los pozos, los valores de:

- i) Profundidad de cima [MBNM].
- ii) Espesor neto de la formación.
- iii) Valor de porosidad.
- iv) Valor de saturación de agua.

3.- Sobre el plano de localizaciones de los pozos se anotan los datos de espesor neto poroso de la formación, Figura 3.4.

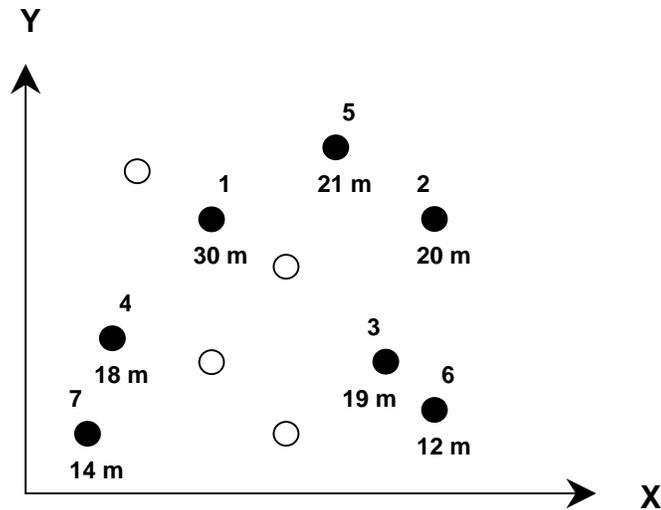


Fig. 3.4. Plano de Localización con sus Espesores

4.- Sobre el plano anterior se configuran curvas, (ya sea interpolando o extrapolando datos), para poder obtener curvas de igual valor, Figura 3.5.

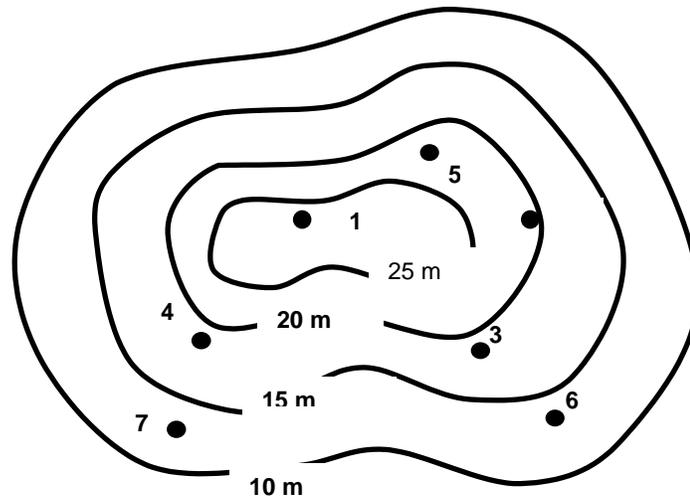


Fig.3.5 Plano con Curvas a Cada 5 mts

5.- Posteriormente se anotan en una tabla los valores encontrados de los espesores y áreas, transformadas a dimensiones reales, Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Área de los Espesores

ISOPACAS	AREAS m ²
0	1180
5	1000
10	900
15	750
20	500
25	200
30	0

6.- Se construye una gráfica de espesor contra área y se vacía la información que se obtuvo en el paso anterior y con los datos obtenidos de isopacas (espesores) y las áreas, se genera una gráfica, Figura 3.6.

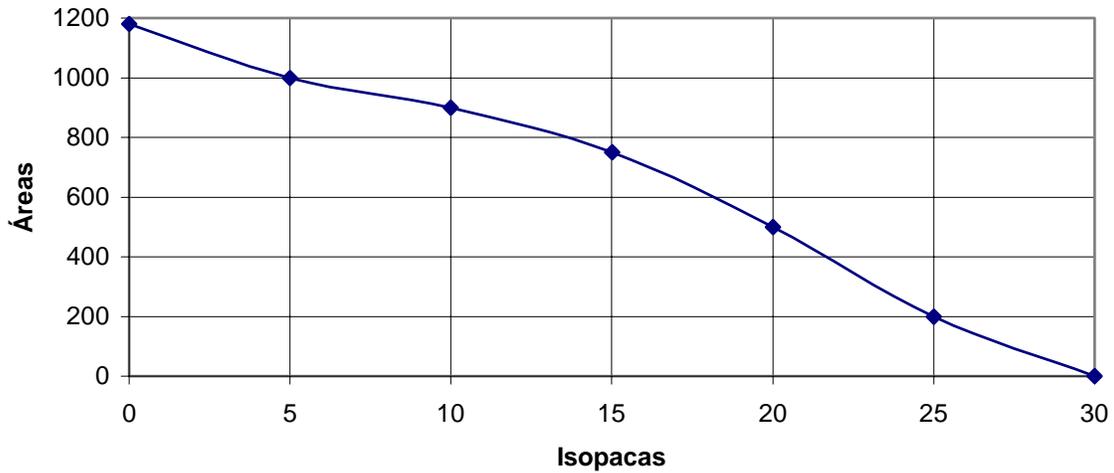


Fig. 3.6 Isopacas versus Áreas

7.- Se determina el área bajo la curva resultante la cual es representativa del volumen de roca impregnado con hidrocarburos.

8.- Con la información obtenida de los parámetros anteriores y con los valores medios de Porosidad y Saturación de agua, se calcula el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento con la expresión 3.2.

$$V_{hc} = V_r \phi_{yac} (1 - S_{w_{yac}}) \quad (3.2)$$

3.2.3.2 Método de Cimas y Bases

Este método tiene la finalidad de determinar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento basándose en la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación productora, para ello se necesitan planos de localizaciones de los pozos que componen el yacimiento. Mediante registros geofísicos se determinan las profundidades de las cimas y bases de la formación para cada uno de los pozos.

Procedimiento de Calculo:

1.- Recopilación de la siguiente información.

- i) Profundidad de la cima.
- ii) Profundidad de la base.
- iii) Valor de la saturación de agua.
- iv) Espesor neto de la formación.

2.- Construir un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el yacimiento, Figura 3.7.

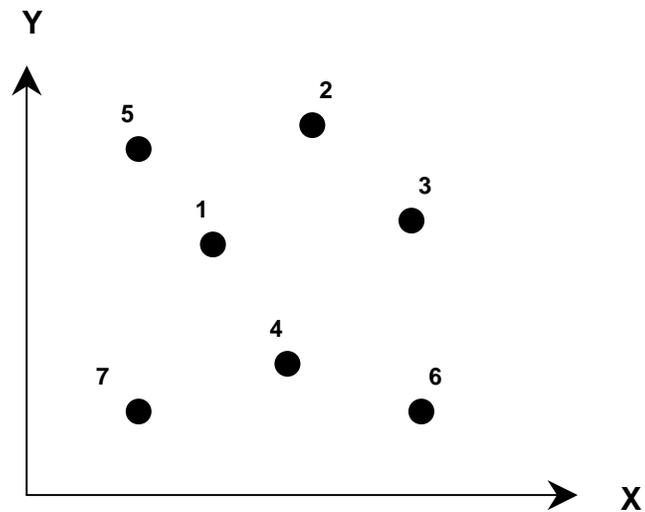


Fig. 3.7 Plano de Localizaciones

3.- En el plano de localizaciones se afecta a cada pozo con la profundidad de su cima de la formación. Sobre el plano de localizaciones y mediante interpolaciones lineales, se configuran curvas de igual profundidad de la cima, Figura 3.8.

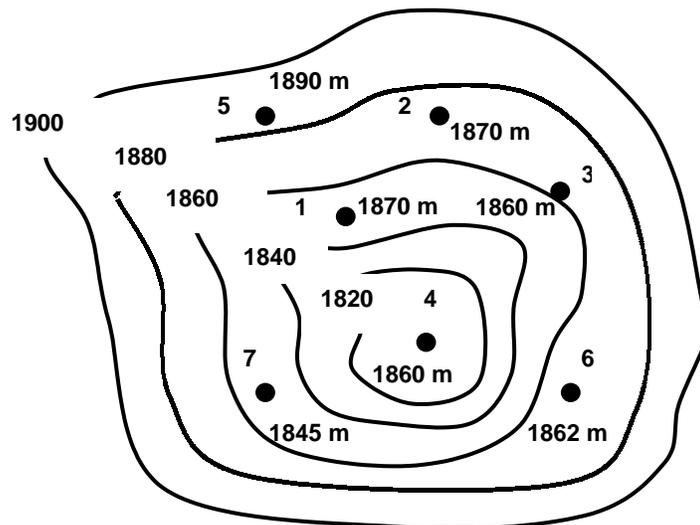


Fig. 3.8 Plano con Curvas a Cada 20 mts.

4.- En otro plano de localizaciones afectar a cada pozo con la profundidad de la base de la formación productora de hidrocarburos. Y también se configuran curvas de igual profundidad de la base, Figura 3.9.

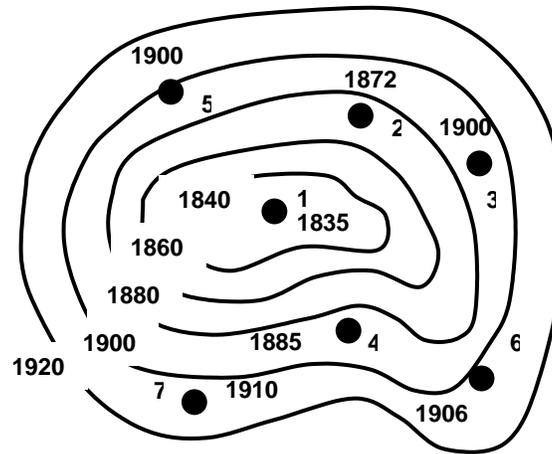


Fig. 3.9 Plano con Curvas a Cada 20 mts.

5.- Determinar para ambos planos el área encerrada por las curvas de igual profundidad. Tabla 3.3.

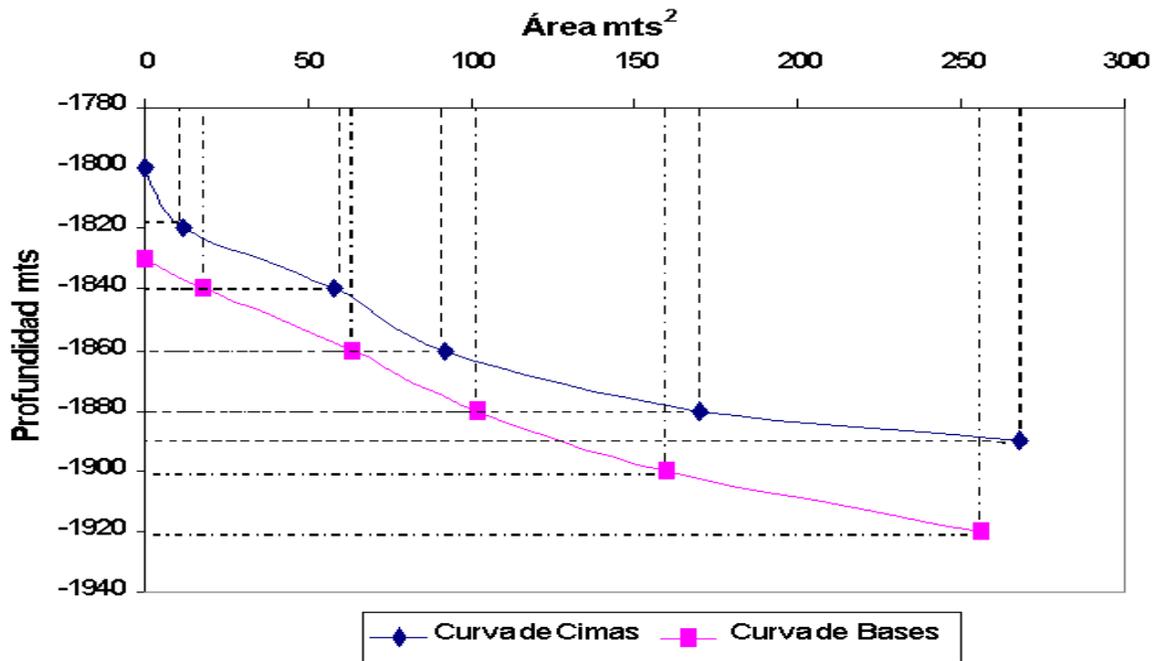
Tabla 3.3 Áreas de Cimas

PROFUNDIDAD CIMA	ÁREAS (m ²)
1800	0
1820	12
1840	58
1860	92
1880	170
1890	268

Tabla 3.4 Áreas de las Bases

PROFUNDIDAD BASE	ÁREAS (m ²)
1830	0
1840	18
1860	64
1880	102
1900	160
1920	256

6.- Se presenta la gráfica en cuyas ordenadas están las profundidades y en las abscisas las áreas del terreno, Figura 3.10.

**Fig. 3.10** Áreas de Cimas y Bases versus Profundidad

De esta forma se obtienen los perfiles, tanto de cimas como de bases del yacimiento.

Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen bruto de roca, al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación de hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se desea conocer.

- a) El volumen puede ser calculado por planimetría del diagrama de medición.
- b) Si el número de intervalos configurados es par, el volumen puede ser calculado por la regla de SIMPSON.

$$V_R = \frac{1}{3}h[(y_0 + y_n) + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{n-2})] \quad (3.3)$$

- c) El volumen puede ser calculado por la regla trapezoidal:

$$V_R = h\left[\frac{1}{2}(y_0 + y_n) + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1}\right] \quad (3.4)$$

Donde :

V_R = Volumen del yacimiento, acre-pie (m^3)

h = Espesor del intervalo, pies.

y_0 = Área de la cima menos área de la base del contorno superior.

y_n = Área de la cima menos área de la base del contorno inferior.

3.2.3.3 Método de Isohidrocarburos (I_h)

Este método permite un cálculo más confiable y preciso del volumen original de hidrocarburos, ya que permite considerar implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua tanto verticalmente como árealmente; esto se logra a partir del conocimiento del índice de hidrocarburos, asociados a la formación productora en cada pozo.

Físicamente el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de metro cuadrado de yacimiento, es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hcs} = \phi h (1 - S_w) \quad (3.5)$$

Procedimiento de Cálculo.

1.- Se construye un plano de localizaciones, Figura 3.11.

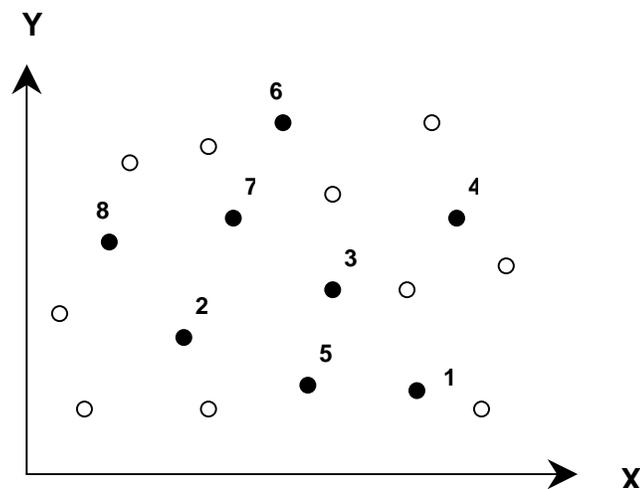


Fig. 3.11 Plano de Localizaciones

- 2.- Recopilación de información de los análisis de registros eléctricos y si es necesario se calcula el índice de hidrocarburos de la formación para cada uno de los pozos que conforman el yacimiento, Tabla 3.5:

Tabla 3.5 Índice de Hidrocarburos

POZO No.	lhcs(m ³ hc's / m ² roca)
1	0.21
2	0.35
3	0.40
4	0.20
5	0.15
6	0.17
7	0.35
8	0.20

- 3.- Sobre el plano de localizaciones para cada pozo se anota su respectivo valor de isohidrocarburos, Figura 3.12.

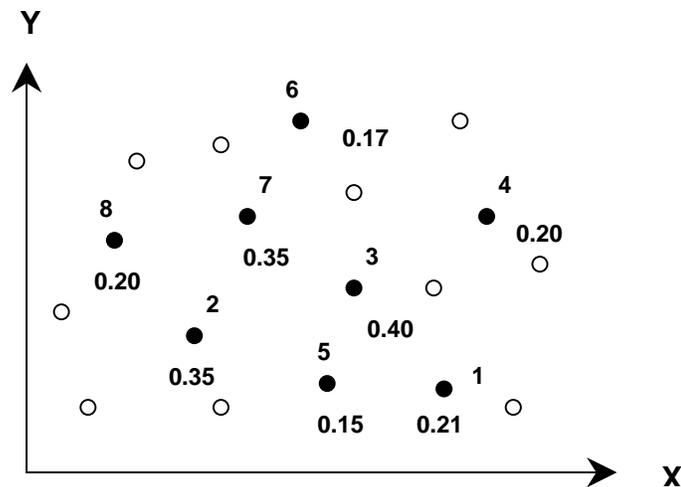


Fig. 3.12 Plano de Isohidrocarburos

4.- Con el plano anterior se hace la configuración de curvas de igual índice de hidrocarburos (plano de isoíndice de hidrocarburos), Figura 3.13.

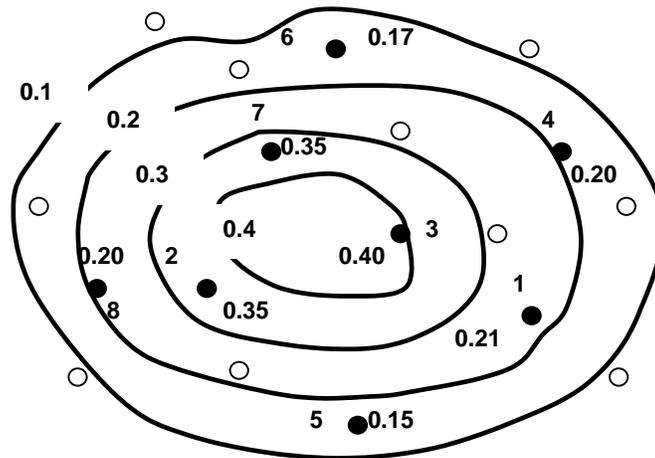


Fig. 3.13 Plano con Curvas a 0.10 Isoíndices de Hidrocarburos

5.- Se determinan las áreas comprendidas por cada curva de isoíndice de hidrocarburos, Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Áreas

Isoíndice de hc's	Área (gráfica)	Área del terreno (m ²)
0.00	340	13600
0.10	230	9200
0.20	119	4760
0.30	50	2000
0.40	7	280

Si: 1 cm² del plano = 4 x 10⁴ de terreno

1 cm del plano = 200 m

6.- Se realiza una grafica de I_h vs. Área con los datos anteriores, Figura 3.14.

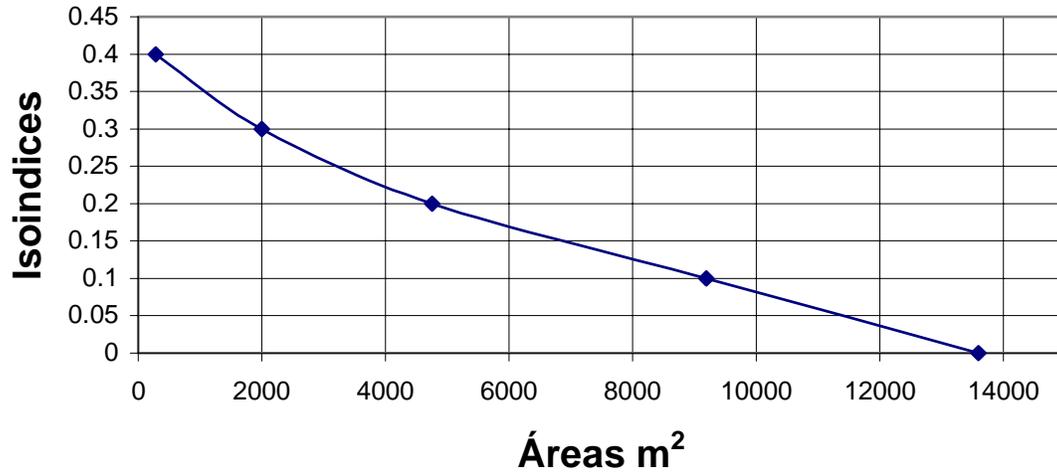


Fig. 3.14 Isoíndices versus Áreas

7.- Mediante la determinación del área bajo la curva, afectándola por los factores de escala, se obtendrá el volumen de hidrocarburos.

Los métodos antes vistos tienen una gran importancia en el cálculo de los volúmenes originales de hidrocarburos ya que desde la etapa inicial del yacimiento pueden ser aplicados obteniendo valores volumétricos con una certidumbre razonable.

3.2.4 TECNICAS DE COMPORTAMIENTO

3.2.4.1 Método de Balance de Materia (EBM)¹³

La Ecuación de Balance de Materia (EBM) contabiliza los fluidos que existen, entran o se acumulan en el yacimiento para algún tiempo.

3.2.4.1.1 Ecuación Balance de Materia para Yacimientos de Aceite

El yacimiento de aceite es clasificado como un yacimiento bajo saturado o yacimiento saturado basado en la presión del yacimiento. Un yacimiento con presión más alta que la presión del punto de burbujeo es llamado Yacimiento Bajo saturado. El balance de materia para dicho yacimiento con la consideración que el aceite es producido por la expansión de los fluidos solamente y el yacimiento es constante, se deduce como:

Se asume que la producción inicial, P_i cae a la P debido a N_p STB producido. Entonces :

Volumen inicial = NB_{oi} bbl a condiciones de yacimiento

Volumen final = $(N-N_p)B_o$ bbl a condiciones de yacimiento

Puesto que el volumen del yacimiento es constante, entonces:

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o$$

Despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi})} \quad (3.6)$$

Un yacimiento con presión más baja que la presión en el punto de burbujeo causara la formación de gas, resultando en una fase de gas libre. Dicho yacimiento es llamado Saturado. La deducción de la Ecuación de Balance de Materia para este caso es:

El volumen inicial = NB_{oi}

El volumen final = aceite remanente + gas libre

El volumen final = $(N - Np)B_o + G_f B_g$

G_f = gas inicial – gas remanente – gas producido

$G_f = NR_{si} - (N - Np)R_s - NpR_p$

Asumiendo que el volumen del yacimiento es constante, entonces:

Volumen Inicial = Volumen Final

$$NB_{oi} = (N - Np)B_o + [(NR_{si} - (N - Np)R_s - NpR_p)B_g]$$

$$NB_{oi} = N[B_o + B_g(R_{si} - R_s) - Np(B_o + B_g(R_p - R_s))]$$

$$Np(B_o + B_g(R_p - R_s)) = N(B_o + B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s))$$

Despejando N:

$$N = \frac{Np(B_o + B_g(R_p - R_s))}{B_o - B_{oi}} + B_g(R_{si} - R_s) \quad (3.7)$$

Donde :

N = Volumen de Aceite Original a condiciones de yacimiento.

Np = Volumen de Aceite Producido. STB

B_o = Factor de Volumen de Formación del Aceite. bl/ STB

B_{oi} = Factor de Volumen de Formación del Aceite Inicial. bl/ STB

B_g = Factor de Volumen de Formación del Gas bl/STB

R_{si} = Relación del Gas en Solución Inicial, SCF/STB.

R_s = Relación del Gas en Solución a una Presión más baja a la P_i .

R_p = Relación de Gas-Aceite Acumulada.

Si el yacimiento tiene un casquete de gas al momento del descubrimiento, entonces la Ecuación de Balance de Materia tendrá la forma:

$$N = \frac{Np(B_o + B_g(Rp - Rs))}{B_o - B_{oi}} + B_g(Rsi - Rs) + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi} - 1} \right) \quad (3.8)$$

Donde :

m = volumen de gas libre / volumen de aceite

$$m = \frac{G_f B_{gi}}{NB_{oi}}$$

Si el yacimiento esta bajo un *empuje de agua*, la entrada de agua también como la producción de agua se necesitan para ser adicionadas a la Ecuación Balance de Materia, entonces las ecuaciones (3.7) y (3.8) llega hacer respectivamente:

- a) EBM para Yacimientos Saturados sin Casquete de Gas y con Entrada de Agua.

$$N = Np(B_o + B_g(Rp - Rs)) - We + \frac{B_w W_p}{B_o - B_{oi}} + B_g(Rsi - Rs) \quad (3.9)$$

- b) EBM para Yacimientos Saturados con Casquete de Gas y con Entrada de Agua.

$$N = Np(B_o + B_g(Rp - Rs)) - We + \frac{B_w W_p}{B_o - B_{oi}} - B_{oi} + B_g(Rsi - Rs) + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi} - 1} \right) \quad (3.10)$$

Todos aquellos términos excepto N_p , R_p , W_e , W_p son función de la presión y también son propiedades de los fluidos. Aquellos datos podrían ser medidos en el laboratorio, R_p depende de la historia de producción. Este es la cuantificación del

gas producido (G_p) y el aceite producido (N_p). La entrada de agua puede ser calculada usando diferentes métodos dependiendo de las condiciones de flujo. La presión límite también como el tiempo es usado para calcular la entrada de agua. El valor de “m” es determinado de datos de los registros geofísicos y datos de los núcleos nos dará el contacto gas-aceite y el contacto agua-aceite. además de la exactitud del aceite calculado in-situ depende de la exactitud de las medidas que tomamos para dichos cálculos.

3.2.4.1.2 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Gas

- a) Sin desplazamiento de agua: si el volumen del yacimiento permanece constante y el gas producido G_p durante un tiempo t y B_{gi} cae a B_g , entonces la ecuación balance de materia dado por la Ecuación (3.11) como sigue :

Volumen inicial = Volumen final

$$GB_{gi} = B_g(G - G_p)$$

$$GB_{gi} = B_gG - B_gG_p$$

$$B_gG - B_{gi}G = B_gG_p$$

$$G(B_g - B_{gi}) = B_gG_p$$

Despejando G:

$$G = \frac{B_gG_p}{B_g - B_{gi}} \quad (3.11)$$

- b) Con empuje de agua: la Ecuación Balance de Materia es:

$$G = G_pB_g - W_{ed} + \frac{W_pB_w}{B_g - B_{gi}} \quad (3.12)$$

Si los datos medidos son exactos, el gas calculado in-situ siempre será exacto. En la Ecuación (3.12) la entrada de agua puede ser encontrada usando la caída de presión durante la historia de producción con otros parámetros.

3.2.4.1.3 Concepto de Ecuación Balance de Materia en Forma de Recta

La Ecuación de Balance de Materia dada por la Ecuación (3.10) puede ser expresada como una línea recta cuya ecuación tiene la siguiente forma:

$$F = NE_o + NmE_g + W_e \quad (3.13)$$

Donde :

$$F = Np(B_o + B_g(R_p - R_s)) + W_p + W_e \quad \text{a c.s.}$$

$$E_o = [B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)] \quad \text{a c.s.}$$

$$E_g = B_{oi} \left[\left(\frac{B_g}{B_{gi}} \right) - 1 \right] \quad \text{a c.s./STB}$$

F representa el total de encogimiento en el subsuelo, E_o representa la expansión del aceite y la expansión del gas asociado, mientras E_g representa la expansión del casquete de gas.

La Ecuación (3.13) incluye todos los mecanismos de desplazamientos. Alguno de aquellos desplazamientos no están actuando en el yacimiento entonces él termino que representa dicho mecanismo puede ser borrado de la ecuación.

a) Sin entrada de agua y sin casquete de gas: $We = 0$ y $m = 0$

$$F = NE_o \quad (3.14)$$

Una gráfica de F versus E_o dará una línea recta pasando a través del origen con una pendiente de N (volumen de aceite inicial), de la Figura 3.15.

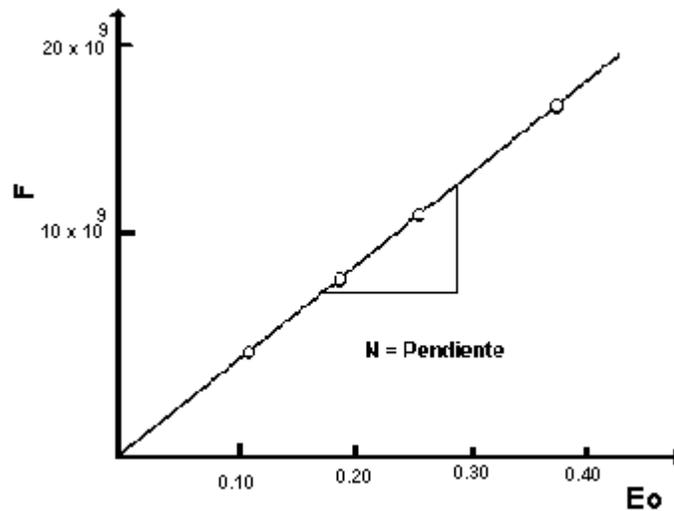


Fig. 3.15 Grafica F versus E_o ¹⁰

b) Sin entrada de agua ($We = 0$) y con casquete de gas. La Ecuación (3.13) se reducirá a:

$$F = N(E_o + mE_g) \quad (3.15)$$

Otra vez graficando F versus $(E_o + mE_g)$ producirá una línea recta pasando a través del origen con una pendiente de N , Figura 3.16.

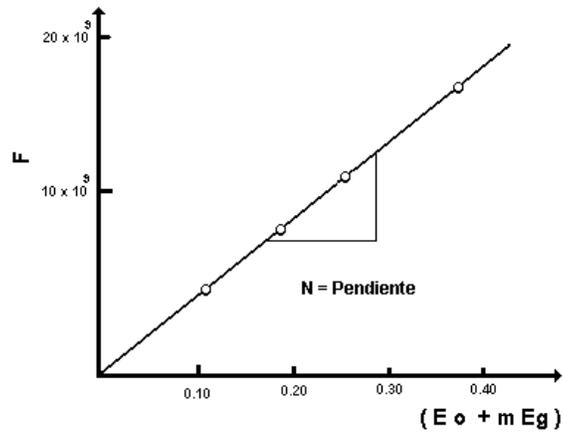


Fig. 3.16 Gráfica F versus $(E_o + mE_g)$ ¹⁰

- c) Sin entrada de agua y m es desconocida, la Ecuación (3.15) puede ser escrita diferente:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN \frac{E_g}{E_o} \quad (3.16)$$

Una grafica de F/E versus E_g/E_o podría resultar en una línea recta con la intercepción de N con el eje Y , Figura 3.17. El valor de m puede ser conocido de la pendiente:

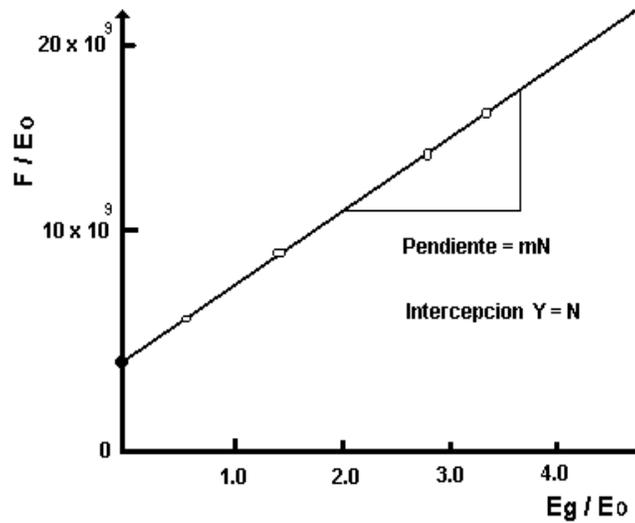


Fig. 3.17 Gráfica F/E_o versus E_g/E_o ¹⁰

d) para yacimiento con empuje de agua, $m = 0$, la Ecuación (3.13) tendrá la forma:

$$F = NE_o + W_e$$

dividido por E_o :

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (3.17)$$

Una grafica de F/E_o versus W_e/E_o podría dar una línea recta con N interceptará Y dará la entrada de agua calculada correcta, Figura 3.18.

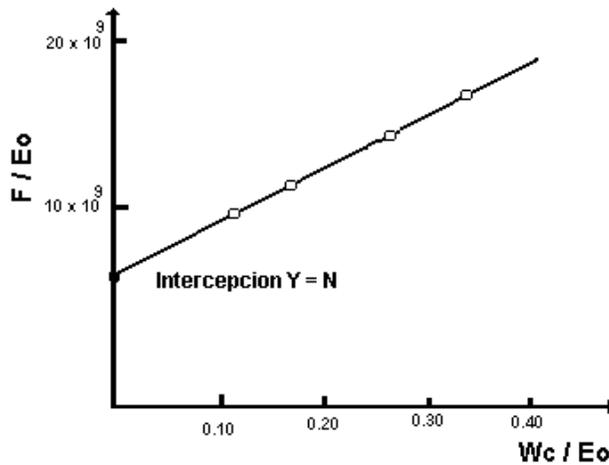


Fig. 3.18 Gráfica F/Eo versus Wc/Eo ¹⁰

El mismo concepto puede ser aplicado a yacimientos de gas para expresar la ecuación de balance de materia como una línea recta. La Ecuación (3.12) puede ser escrita como:

$$GpB_g = GE_g$$

Donde:

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad (3.18)$$

Graficando GpB_g versus E_g podría dar una línea recta con G siendo la pendiente, Figura 3.19. Si el yacimiento esta bajo un empuje de agua, la Ecuación (3.12) puede ser escrita como:

$$GE_g = GpB_g - W_e + Wp$$

$$GE_g = GpB_g + Wp - W_e$$

$$W_e + GE_g = GpB_g + Wp$$

Dividiendo por E_g :

$$\frac{W_e}{E_g} + G = GpB_g + \frac{Wp}{E_g} \quad (3.19)$$

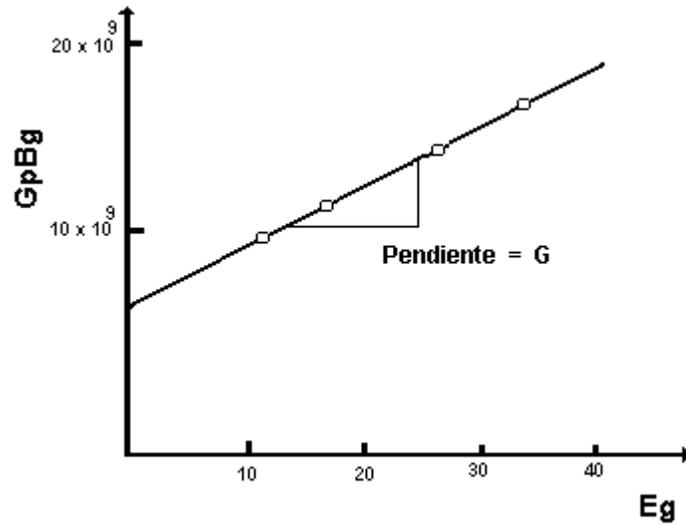


Fig. 3.19 Grafica GpBg versus E_g ¹⁰

Una grafica de $Gp B_g + Wp / E_g$ versus W_e / E_g podría resultar una línea recta con G siendo la intersección con el eje Y, Figura 3.20.

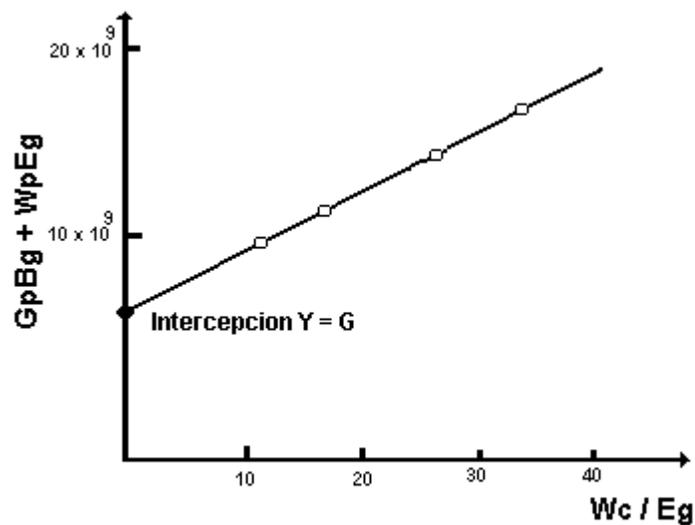


Fig. 3.20 Gráfica GpBg+WpEg versus W_c/E_g ¹⁰

Usando la técnica de la línea recta para estimar las reservas de aceite y gas minimizará el error en la reserva calculada por que un numero de datos serán usados para la estimación y el error en los datos serán promediados.

El gas in-situ puede ser estimado por otro método el cual requiere graficar P / z versus producción de gas acumulada para yacimiento volumétrico. El resultado de la grafica es una línea recta con G siendo la intercepción con el eje X. La estimación de las reservas de gas usando datos de producción de la etapa inicial puede resultar en error tan grande como un factor de 2. Además este método podría ser usado solamente cuando la producción acumulada de gas alcanza una etapa de alrededor del 20% del gas in-situ.

3.2.4.2 Modelos Numéricos de Simulación^{11,12}

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta previsión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

La selección del modelo a utilizar, a demás del aspecto económico, esta en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar la simulación.

La validez matemática esta directamente relacionada con la aproximación con que el modelo ajusta la historia de comportamiento del yacimiento. En yacimientos cuyas propiedades varían notablemente de un punto a otro, es necesario emplear un modelo para representar su comportamiento que considere en forma apropiada esta variación. Estos modelos están basados en las ecuaciones fundamentales que describen el flujo de hidrocarburos a través de medios porosos, las cuales debido a su complejidad se resuelven numéricamente, dando como resultado los modelos numéricos de simulación de yacimientos. Si la información disponible acerca de las características y del comportamiento del yacimiento relativamente completa por medio de estos modelos se pueden estimar y evaluar tanto el volumen de hidrocarburos en el yacimiento como las reservas recuperables.

Un campo sólo se puede producir una vez y si se comete un error, se puede perder para siempre cualquier oportunidad para mejorar la recuperación.

Un modelo puede ser corrido varias veces para estudiar el comportamiento del campo bajo agotamiento natural, recuperación mejorada o los efectos de la posición y espaciamiento de los pozos. Las corridas pueden arrojar información relativa sobre recuperaciones, gastos de producción e inversiones de capital, indicando así el método que optimizará al yacimiento.

Sin embargo, los primeros modelos físicos fueron costosos, consumían mucho tiempo al construirse y eran únicos para el campo que representaban. En suma fue difícil alterar las variaciones de geometría o características del campo si la historia de producción sugiriera modificaciones necesarias.

El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más específicamente, con ayuda de la simulación se puede hacer lo siguiente:

- i. Conocer el volumen original de aceite.
- ii. Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- iii. Determinar el comportamiento de, un yacimiento de aceite bajo diferentes mecanismos de desplazamiento, como puede ser; la inyección de agua, la inyección de gas, el depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- iv. Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectores o viceversa
- v. Optimizar los sistemas de recolección.

- vi. Determinar los efectos de localización de los pozos y sus espaciamentos. De esta manera desarrollar un campo con base en una información limitada, pudiéndose determinar dónde perforar nuevos pozos.
- vii. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- viii. Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- ix. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- x. Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones de las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidos.
- xi. Realizar estudios individuales de pozos.
- xii. Conocer la cantidad de gas almacenado.
- xiii. Hacer un programa de producción.

El desarrollo de computadoras digitales de alta velocidad condujeron a desarrollar modelos matemáticos con más aplicaciones. Estos modelos podrían ser aplicados a una extensa variedad de yacimientos con el simple cambio de datos y podrían implementar eficientemente modificaciones a un yacimiento.

El modelo de simulación numérica, el cual es ahora, una herramienta estándar de la industria, evoluciono los conceptos de balance de materia presentados primero por SCHILTIUS en 1936.

El balance de materia sin embargo, trata al yacimiento como un simple tanque homogéneo sin distribución vertical o areal de la roca del yacimiento o del yacimiento o del las características de los fluidos.

Un simulador numerico reduce el tanque de balance de materia aun elemento muy pequeño y considera a éste elemento como uno de tantos dentro de los límites del yacimiento.

Cada elemento es considerado contiguo y comunicado con los otros circunvecinos. Los elementos pueden ser arreglados areal o verticalmente, para representar la geometría física del yacimiento a ser estudiado. Las características de la roca y de los fluidos dentro de cada elemento pueden variarse para representar cualquier heterogeneidad de un yacimiento.

Los yacimientos pueden ser descritos muy aproximadamente usando elementos o bloques muy pequeños. Los bloques muy pequeños, por supuesto aumentan el tiempo de computadora y los requerimientos de definición espacial del yacimiento.

Una vez que se ha preparado una representación del yacimiento en la forma del elemento individual, el modelo de simulación numérica ejecuta para cada una de las series de intervalos de tiempo, una serie de ecuaciones de balance de materia para todos los bloques hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluidos causados por inyección o producción de uno o más bloques sean balanceados.

Esas corrida son ejecutadas en Intervalos de tiempo suficientemente pequeños para indicar el comportamiento del yacimiento en general y para cada pozo productor considerado por el modelo.

Puesto que el flujo es permitido a través del interior de los limites del bloque, los movimientos de un frente de fluido pueden ser rastreados con simuladores numéricos para revisar o inspeccionar los cambios en los contactos gas-aceite o aceite-agua.

Los resultados típicos que se obtienen de una simulación consisten, en la distribución de presiones y de saturaciones en cada una de las celdas en que ha sido dividido el yacimiento, así como los volúmenes producidos y las relaciones agua-aceite para los pozos productores. Si hay inyecciones de fluidos se obtiene, o el ritmo de inyección de los pozos o las presiones necesarias para inyectar los volúmenes establecidos.

Etapas para Desarrollar un Modelo.

El desarrollo de un modelo es un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas:

- 1) Descripción del yacimiento.
- 2) Determinar el tipo de mecanismo de desplazamiento.
- 3) Escribir el modelo matemático.
- 4) Desarrollar el modelo numérico.
- 5) Desarrollar el programa de cómputo.
- 6) Determinar la validez del modelo.
- 7) Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- 8) Predecir el comportamiento futuro.

El proceso iterativo mencionado se puede observar en la Figura 3.21, ya que al ir avanzando en las diferentes etapas, es necesario regresar a modificar algo de las anteriores, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo.

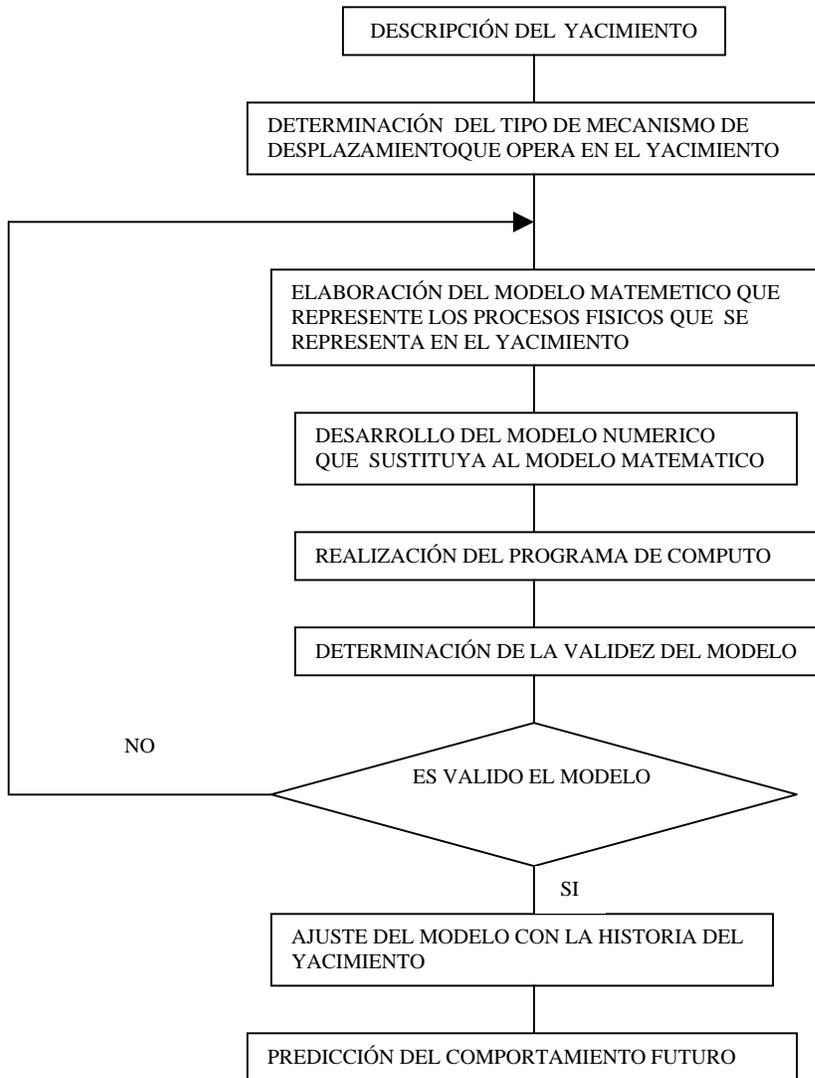


Fig. 3.21 Etapas para Desarrollar un Modelo¹¹

Las razones de considerar varias suposiciones al desarrollar un modelo,son las siguientes:

- i. No obstante, de haberse hecho todo lo posible por caracterizar al yacimiento de la mejor manera, nunca podrá hacerse esto sino sólo en una forma aproximada.
- ii. Hacer el problema manejable.
- iii. Reducir el costo de la simulación.

Obviamente la necesidad de utilizar suposiciones se hace cada vez menor debido a los adelantos o innovaciones que la ciencia va proporcionando día con día.

Como Trabaja un Modelo.

El procedimiento de cálculo en forma simplificada que utiliza un modelo, esta dado por los siguientes pasos:

- i. Se empieza con las celdas en las que conoce su presión y saturación inicial.
- ii. Se selecciona,un incremento de tiempo al cual el modelo va a hacer los calculos (los incrementos de tiempo iniciales son generalmente, periodos de tiempo, cortos alrededor de uno o varios días, pero en los intervalos sucesivos los incrementos de tiempo pueden ir aumentando hasta llegar a cubrir algunos meses).
- iii. Calcular o asignar el volumen producido e inyectado, si es el caso en cada pozo para el intervalo de tiempo seleccionado.
- iv. Calcular el flujo que hay entre las celdas durante el intervalo de tiempo utilizado y los nuevos valores de presión y saturación para cada fase, involucrada en el proceso de simulación.

- v. Seleccionar un nuevo intervalo de tiempo y repetir el proceso hasta que el modelo haya hecho los cálculos para el tiempo total deseado.

De esta manera el simulador calculará la distribución de presiones y de saturaciones a lo largo del yacimiento en función del tiempo. En la Figura 3.22., se puede observar un diagrama de flujo que da idea de como trabaja un modelo.

Información requerida para utilizar un simulador. La información que se requiere para efectuar una simulación es la siguiente:

- i. Descripción física del yacimiento.
- ii. Mecanismo o Mecanismos de desplazamiento que actúan en el yacimiento.
- iii. Propiedades petrofísicas de las capas de interés.
- iv. Propiedades PVT de los fluidos.
- v. Algunos otros datos (secundarios).

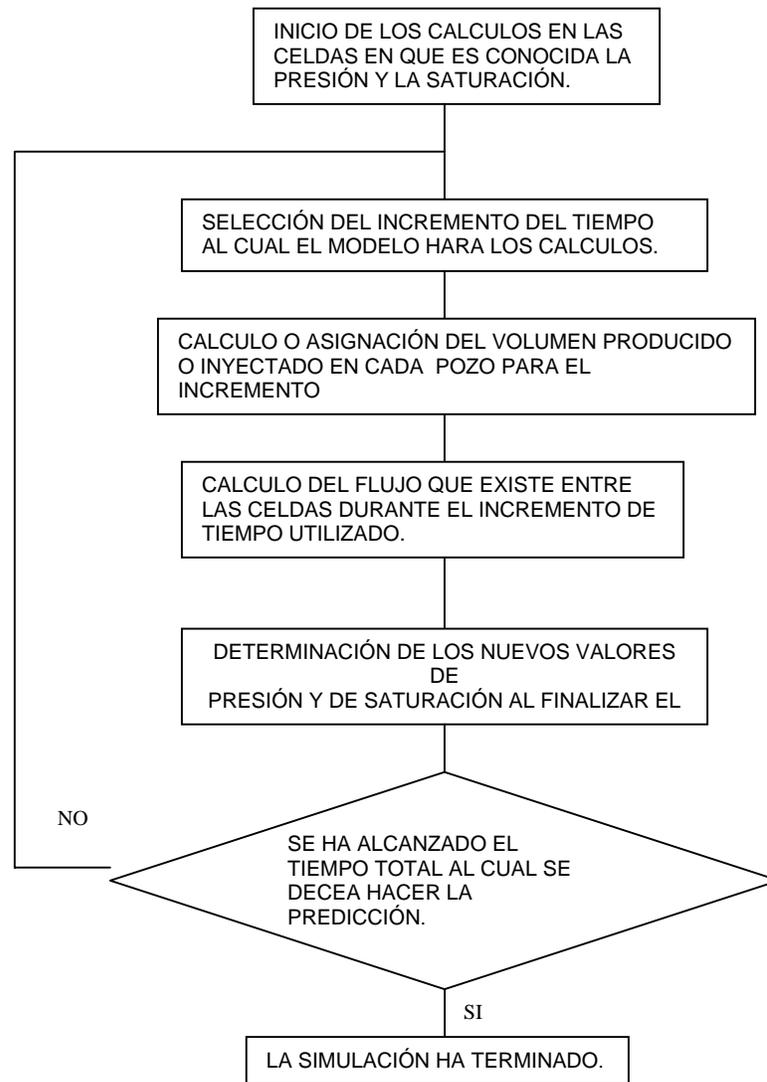


Fig. 3.22 Diagrama de Flujo de Funcionamiento de un Modelo¹¹

Descripción Física del Yacimiento.

Para obtener una descripción física del yacimiento es necesario llevar a cabo un estudio geológico de detalle que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita de esta manera caracterizar al yacimiento perfectamente. Dicho estudio geológico se complementa con métodos geofísicos. La información de este tipo que interesa a la simulación es:

- a) Límites del yacimiento.
- b) Características de la formación productora.
- c) Características del acuífero.
- d) Fallas.
- e) Discontinuidad en las capas.

Mecanismos de Desplazamiento.

Los siete mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos del yacimiento son:

- a) Expansión del sistema roca-fluidos.
- b) Expansión del gas disuelto liberado.
- c) Expansión del gas libre.
- d) Segregación gravitacional.
- e) Por empuje hidráulico.
- f) Por empujes combinados.
- g) Por empujes artificiales.

Propiedades Petrofísicas.

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con la ayuda de pequeños núcleos obtenidos del yacimiento y que se procura sean representativos. Para asegurar una mayor precisión en estos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades. Dicha información, la proporcionan los registros eléctricos y los análisis de pruebas de presión. Además, existen correlaciones publicadas para la obtención de estas propiedades y que pueden, ser de utilidad en determinado momento.

Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son:

- i. Porosidades.
- ii. Permeabilidades.
- iii. Saturaciones de agua, aceite y gas.
- iv. Presión capilar entre diferentes interfases, ($P_{C_{W-O}}$, $P_{C_{O-g}}$, $P_{C_{g-W}}$).
- v. Permeabilidades relativas al. agua, al aceite y al gas.
- vi. Compresibilidad formación.

Propiedades PVT de los fluidos. Las propiedades PVT son obtenidas al igual, que las petrofísicas en el laboratorio:

- i. Factores de volumen del agua, del aceite y del gas (B_w , B_o y B_g).
- ii. Relación de solubilidad en el aceite (R_s).
- iii. Relación de solubilidad en el agua (R_{sw}).
- iv. Viscosidades del agua, del aceite y del gas.
- v. Compresibilidades del agua, del aceite y del gas (C_w , C_o y C_g).
- vi. Comportamiento de fases.
- vii. Presión de saturación.

Otros Datos.

- i. Datos de producción y de relación de flujo.
- ii. Estado mecánico de los pozos.
- iii. Aspecto económico.

Aspectó Económico.

En simulación de yacimientos la información de este tipo que se debe conocer y tomar en cuenta es la siguiente:

- i. Precio del barril de aceite.
- ii. Costo del pozo.
- iii. Limite económico.
- iv. Máximas relaciones agua-aceite y gas-aceite con que se piensa trabajar.
- v. Mínima presión de fondo fluyendo.
- vi. Precio del gas.
- vii. Gastos de operación.

3.2.4.3 CURVAS DE DECLINACIÓN^{13,14}

Las curvas de declinación son una herramienta de gran utilidad para dar una estimación de los gastos futuros de producción de un pozo, y con estos gastos es posible determinar la reserva del yacimiento. El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, mantenimiento del equipo, personal empleado, pago de regalías, etc. Es conocido con el nombre de límite económico.

Cabe aclarar que cualquier método de declinación de la producción debe ser usado con precaución cuando se hacen las predicciones de las reservas en algún campo.

Cutter¹ definió cinco tipos de curvas.

1. **Curvas de Declinación de la Producción.**- Estas muestran la cantidad de aceite producido, por pozo o por un grupo de pozos durante el mismo periodo de tiempo.
2. **Curvas de Producción Futura.**- Estas muestran el promedio de la producción futura estimada, llevada al límite económico para pozos en el mismo yacimiento o campo con relación a la cantidad de aceite que se produce durante el año inmediato anterior o tomando cualquier unidad de tiempo.
3. **Curvas de Evaluación.**- estas muestran la última producción promedio estimada llevada al límite económico para pozos del mismo yacimiento o campo, con relación a la cantidad de aceite que se producirá durante el primer año.

4. **Curvas Futuras.-** estas muestran la producción futura, llevada al límite económico de un pozo o de un promedio de pozos, con referencia a la vida remanente del pozo.

5. **Curvas de Gastos de Producción.-** estas muestran el gasto diario de producción de aquellos pozos en los que la producción anual es mostrada por la curva de declinación de la producción.

Muchos investigadores que han notado las ecuaciones de las curvas arriba mencionadas son muy parecidas a aquellas que mostraban un comportamiento lineal al graficarlas en papel semi-logarítmico o doble-logarítmico. Por lo tanto solamente se describirá a las curvas de declinación de la producción.

Curvas de Declinación de la Producción:

Los datos de producción pueden ser graficados en ^{1,2}.

- i. Gastos de producción versus Tiempo
- ii. Gastos de producción versus Producción acumulada
- iii. Porcentaje de agua producida versus Producción acumulada
- iv. Profundidad del contacto agua aceite versus Producción acumulada
- v. Producción acumulada de gas versus Producción acumulada de aceite
- vi. Presión versus Producción acumulada.

3.2.4.3.1 Declinación Exponencial¹³

La curva de declinación exponencial también se conoce como geométrica, semilogarítmica o de porcentaje constante. Esta curva es caracterizada por que la caída de gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción.

a) Relación Gasto versus Tiempo

La curva de gasto versus Tiempo para el caso de declinación exponencial tiene una relación de pérdida (a) constante.

La expresión matemática que define esta declinación es:

$$-a = \frac{q}{dq/dt} \quad (3.20)$$

donde "a" es una constante positiva, integrando la Ecuación 3.20 y eliminando la constante de integración estableciendo que $q = q_0$ para $t = 0$ se obtiene :

$$q = q_0 e^{\frac{-t}{a}} \quad (3.21)$$

La expresión anterior es de tipo exponencial y al graficarla en papel semilogarítmico el comportamiento es una línea recta. Esta recta puede ser extrapolada continuando su tendencia, como se ilustra en la Figura 3.23.

b) Relación Gasto versus Producción Acumulada

Estas curvas son muy convenientes para estimar gráficamente la recuperación, para obtener recuperaciones futuras por diferencia, etc.

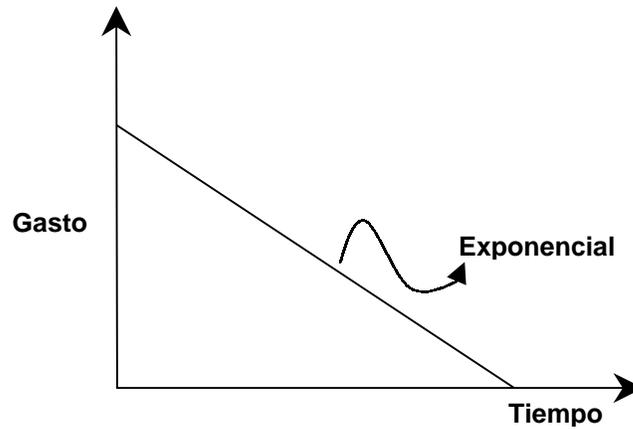


Fig. 3.23. Gráfica Semilogarítmica de Gasto versus Tiempo¹³.

Al graficar el gasto contra la producción acumulada en coordenadas cartesianas, se obtiene una línea recta que será un indicativo de la declinación exponencial. La tendencia puede ser extrapolada para cualquier tiempo futuro al límite económico y al que se puede producir aceite, Figura 3.24.

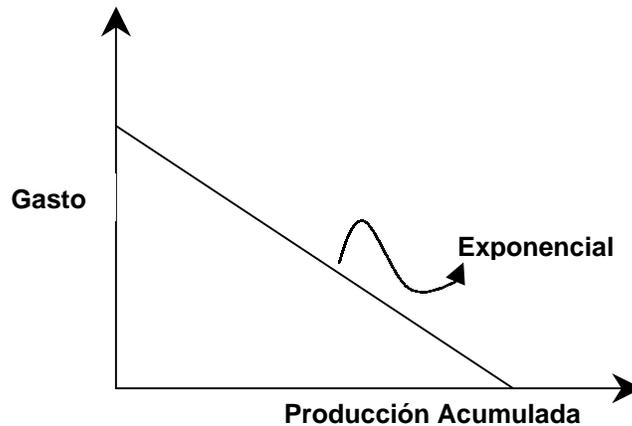


Fig. 3.24 Gráfica Típica de Gasto versus Producción Acumulada¹³.

La expresión para la curva de gasto vs. producción acumulada puede ser encontrada integrando la relación de gasto-tiempo con respecto al tiempo como sigue:

$$Np = \int q dt = \int q_o e^{-t/a} dt \quad (3.22)$$

$$Np = a(q_o - q) = 100 \frac{(q_o - q)}{D} \quad (3.23)$$

c) El Porcentaje de Declinación Mensual

Puede ser expresado como:

$$D = -100 \frac{dq/dt}{q} \quad (3.24)$$

o cuando el uso de las ecuaciones 3.20 y 3.23 se tiene:

$$D = \frac{100}{a} = 100 \frac{(q_o - q)}{Np}$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que procede con una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) constante, cuando se ha alcanzado los efectos de frontera.

3.2.4.3.2 Declinación Hiperbólica^{13,14}

La declinación hiperbólica se representa cuando el yacimiento produce por segregación gravitacional y empuje por gas disuelto.

Las curvas de declinación hiperbólica han sido extensamente utilizados para evaluar la producción de aceite y para predecir el comportamiento futuro de los pozos.

Esta curva es la que ocurre más frecuentemente y también es llamada log-log puede ser reconocida por el hecho de que la relación de pérdida muestra una serie aritmética y que por lo tanto su primera derivada con respecto al tiempo es constante o aproximadamente constante.

a) Relación Gasto versus Tiempo

La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$-b = \frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt} \quad (3.25)$$

donde “b” es una constante positiva menor que la unidad, integrando la Ecuación 3.25 es:

$$-bt - a_0 = \frac{q}{dq/dt} \quad (3.26)$$

donde “a₀” es una constante positiva que representa la relación de pérdida para t = 0 la Ecuación 3.26 puede ser ordenada como:

$$\frac{dq}{q} = -\frac{dt}{a_o + bt} \quad (3.27)$$

Esta puede ser integrada tomando como limite $q = q_o$; para $t = 0$, por lo que la ecuación resultante es:

$$q = q_o \left(1 + \frac{bt}{a_o} \right)^{-\frac{1}{b}} \quad (3.28)$$

que es la relación de gasto vs. tiempo para la declinación hiperbólica. Esta expresión puede ser alineada en papel log-log cuando un cambio horizontal sobre la distancia a_o/b Figura 3.25 la pendiente de la recta así obtenida $1/b$

b) Relación Gasto versus Producción Acumulada

Para encontrar la expresión matemática que relacione el gasto y la producción acumulada es necesario integrar la Ecuación (3.28).

$$Np = \int q dt = \int q_o \left(1 + \frac{bt}{a_o} \right)^{-\frac{1}{b}} dt \quad (3.29)$$

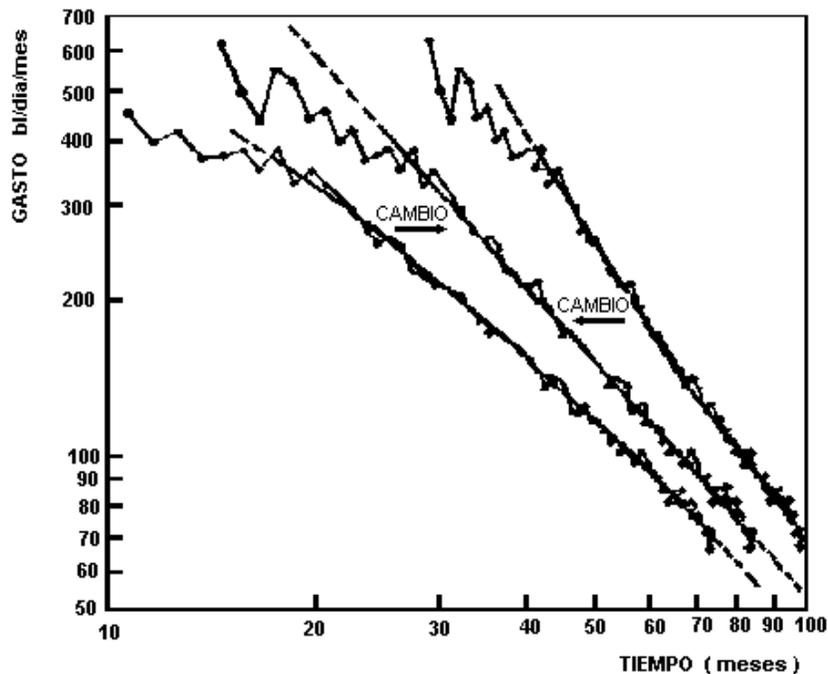


Fig. 3.25 Curvas de Declinación Hiperbólica de Gasto versus Tiempo¹⁴

Después de realizar la integración para cuando “b” no es igual a la unidad y considerando que $N_p = 0$ para $t = 0$, se obtiene:

$$N_p = \frac{a_o q_o}{b-1} \left[\left(1 + \frac{bt}{a_o} \right)^{1-\frac{1}{b}} - 1 \right] \quad (3.30)$$

eliminando t mediante el uso de la Ecuación 3.28 se tiene:

$$N_p = \frac{a_o b_o^b}{b-1} (q_o^{1-b} - q^{1-b}) \quad (3.31)$$

La relación gasto-producción acumulada puede también compararse como una línea recta. Si se grafica en papel log-log si se cambia horizontalmente la escala de producción acumulativa.

c) Porcentaje de Declinación Mensual

De la Ecuación 3.26 puede encontrarse que la declinación mensual:

$$D = -100 \frac{dq/dt}{q} = \frac{100}{a_o + bt} \quad (3.32)$$

eliminando “t” con la Ecuación 3.28 se tiene:

$$D = \frac{100}{a_o q_o^b} q^b \quad (3.33)$$

3.2.4.3.3 Declinación Armónica^{13,14}

a) Relación Gasto versus Tiempo

Este tipo de declinación es un caso especial de la declinación hiperbólica, ocurre cuando el valor de “b” es igual a la unidad. De este modo la expresión matemática es:

$$q = \frac{q_o}{\left(1 + \frac{t}{a_o}\right)} \quad (3.34)$$

b) Relación Gasto versus Producción Acumulada.

La expresión matemática que representa ese tipo de declinación es:

$$Np = a_o q_o (\log q_o - \log q) \quad (3.35)$$

Esta ecuación puede ser representada por una línea recta al graficar en papel semi-logaritmo, el gasto de producción en la escala logarítmica contra la producción acumulada.

c) Porcentaje de Declinación

Este porcentaje es igual de la declinación hiperbólica, con la única diferencia de que el coeficiente “b” es igual a la unidad. De esta manera la expresión matemática es:

$$D = 100 \frac{q}{a_o q_o} \quad (3.36)$$

3.2.4.3.4 Métodos de Extrapolación¹⁴

Log – Log

Como se mencionó anteriormente las curvas de gasto contra tiempo y gasto versus producción acumulada para la declinación hiperbólica puede ser representada y extrapolados como líneas rectas en papel log -log.

La curva de gasto vs. producción acumulada, para el caso especial en que el valor de “ $b = 1$ ” (declinación armónica) puede ser extrapolada como una línea recta en papel semi-logarítmico.

Las extrapolaciones en coordenadas log-log tienen la desventaja de dar poca exactitud en el punto de interés, así como también es difícil encontrar la mejor relación de la línea recta.

Semi-Log

Aun cuando el papel log-log es usado grandemente para las curvas de producción en la declinación hiperbólica, en ocasiones se grafican las curvas de producción en coordenadas semilogaritmica. Sin embargo, cuando se grafica el Gasto versus Tiempo en estas coordenadas, la extrapolación se dificulta.

Con la ayuda de la regla de los tres puntos, es posible extrapolar una curva de declinación hiperbólica de Gasto versus Tiempo en papel semi-logaritmico con una exactitud razonable.

a) Regla de los Tres Puntos¹

Esta regla dice. “Para tres puntos cualesquiera sobre la curva con declinación hiperbólica de gasto constante contra tiempo, en los cuales el gasto de producción en cada punto tiene un cierto valor, existirá un punto medio entre ellos que tendrá un valor de gasto de producción” .

De acuerdo con la Ecuación 3.28 los gastos de producción al tiempo $t-v$, t y $t+v$ serán:

$$q_{t-v}^{-b} = q_o^{-b} \left[1 + \frac{b}{a_o} (t-v) \right] \quad (3.37)$$

$$q_t^{-b} = q_o^{-b} \left[1 + \frac{b}{a_o} t \right] \quad (3.38)$$

$$q_{t+v}^{-b} = q_o^{-b} \left[1 + \frac{b}{a_o} (t+v) \right] \quad (3.39)$$

Sumando el lado derecho de las Ecuaciones 3.37 y 3.39 el intervalo de tiempo “ v ” es eliminado y la expresión obtenida es dos veces mayor que el valor de la Ecuación 3.38 por lo tanto:

$$2q_t^{-b} = q_{t-v}^{-b} + q_{t+v}^{-b} \quad (3.40)$$

Si el gasto en el primer punto es n veces el gasto del ultimo punto, el valor del gasto en el punto medio es:

$$q_t = \left[\frac{n^{-b} + 1}{2} \right]^{\frac{-1}{b}} q_{t+v} \quad (3.41)$$

Esta relación es usada para la construcción de una simple extrapolación grafica para la curva de declinación hiperbólica en coordenadas semilogarítmicas.

El procedimiento se muestra en la Figura 3.26 como sigue:

Tres puntos (A, B y C) son seleccionados a intervalos de tiempos iguales sobre la curva. De acuerdo con la regla de los tres puntos, el valor del punto B es una simple función del primer y tercer punto sin importar el intervalo de tiempo o localización de la curva. Los valores de estos puntos es posible trasladarlos, dibujando líneas paralelas, ya que la escala vertical es logarítmica. El punto C es usado como el punto medio de un nuevo conjunto de tres puntos equidistantes que tiene la misma relación aquellas que fueron seleccionadas anteriormente. El tercer punto de este nuevo conjunto de tres puntos representa el punto extrapolado el cual se observa en la Figura 3.26.

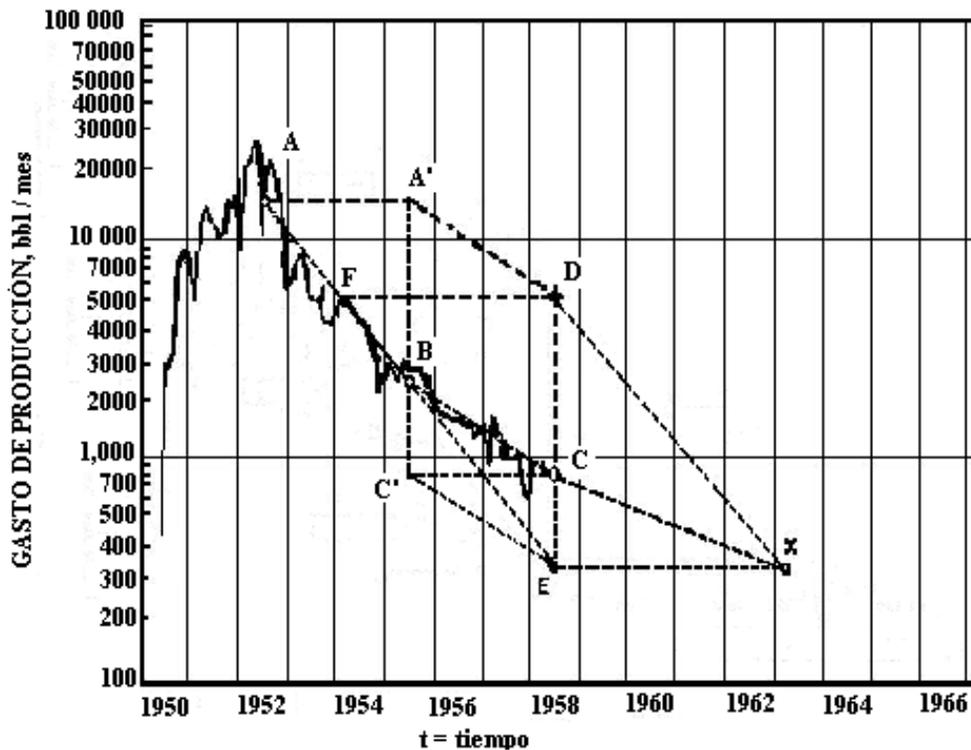


Fig. 3.26 Extrapolación Grafica de la Curva de Declinación Hiperbólica de Gasto versus Tiempo¹

A continuación se mencionarán los pasos detallados para realizar la extrapolación:

1. Seleccionar tres puntos equidistantes sobre esta curva (A, B y C).
2. Dibuja una línea vertical a la mitad entre A y C, pasando por el punto B.
3. Proyectar A y C horizontalmente sobre la línea media y encontrar los puntos A' y C'.
4. Dibujar A'D y C'E paralelas a BC.
5. Proyectar D horizontalmente hacia atrás sobre la curva y encontrar en punto F.
6. Dibujar DX paralela a FE y encontrar el punto X desconocido extrapolado, a la intersección con una línea horizontal hasta el punto E.

Este método de extrapolación puede ser usado para curvas con declinación hiperbólica, para gastos contra tiempo y gastos contra producción acumulada.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN DE LAS

RESERVAS

4.1. Generalidades.

Un examen retrospectivo de los últimos años parece mostrar una correlación en los dos sentidos entre el precio del petróleo en el mercado y su prosperidad económica caracterizada por la tasa de crecimiento del producto interno bruto, lo que sugiere que la existencia de un precio en el petróleo constituye un nivel de tolerancia.

Ese nivel constituye para el petróleo, una apreciación del costo que no debe rebasar los recursos para poder considerarse como reserva, lo cual proporciona un método para evaluar un mínimo de reservas mundiales que corresponda a un total de recursos.

La importancia de los factores geográficos y la incertidumbre relativa al costo del gas asociado hacen difícil precisar la misma distinción para el gas natural, pero conclusiones similares pueden ser aplicadas con el mismo criterio.

El progreso tecnológico que conduce a disminuciones del costo de producción puede modificar progresivamente los límites de la clasificación de los recursos en función de su costo y así aumentar el volumen de las reservas, sea para condiciones clásicas de producción o bien para las condiciones en zonas difíciles.

El esfuerzo financiero que se aplique a la exploración o a la puesta en producción en zonas más difíciles se realizará solamente si las perspectivas de rentabilidad son atractivas. Por consecuencia, debe existir también un precio mínimo de los hidrocarburos debajo del cual el esfuerzo de exploración o la investigación tecnológica se frenen, al punto de comprometer las perspectivas de abastecimiento futuro del mercado.

Así, en lo que se refiere a los hidrocarburos, las interacciones entre los precios del mercado, la evaluación, de las reservas que resulta y la demanda de los consumidores constituye a largo plazo un mecanismo regulador. Pero su efecto: puede estar limitado por las inercias de la oferta y la demanda de hecho no se excluye ciclos de estancamiento y tensión muy dañinos para las economías de los países, productores y consumidores.

Las reservas de hidrocarburos que se pueden evaluar hoy en día todavía son abundantes y muy a la medida de la demanda futura que se prevé. Pero para que tal situación favorable se cumpla sin golpes, es importante que el sistema de precios que la condiciona sea caracterizado por la estabilidad a un nivel suficiente para que las reservas necesarias estén disponibles en el momento deseado y que los mecanismos reguladores puedan actuar eficazmente.

En la búsqueda y producción de hidrocarburos es necesario invertir capitales considerables, la mayor parte de este financiamiento viene del margen sobre la producción. Este margen, que condiciona el porvenir petrolero del mundo, es la diferencia entre el precio de los hidrocarburos en el mercado y su costo, siendo este último la suma del costo técnico de producción y de los impuestos recabados por el Estado.

El precio en el mercado representa el ingreso por barril o por m³ que se podrá percibir al vender la producción. Además, se actúa sobre el porvenir de las economías consumidoras y por consecuencia sobre el nivel de la demanda de los consumidores. Por consecuencia tiene una doble influencia sobre el financiamiento que se podrá dedicar a la renovación de las reservas de aceite y gas.

En cuanto el costo técnico, ya sea que se trate del costo comprobado o bien del costo futuro estimado, está en gran medida bajo el control de los operadores porque depende del diseño y la realización de los proyectos y de la marcha de explotación.

Por el contrario, los precios de venta dependen del estado, del mercado y obedecen a la ley de la oferta y demanda.

4.2 Conceptos Básicos Generales.

La evaluación de las reservas petroleras debe hacerse sobre la base de una distribución de inversiones; La Figura 4.1 muestra la distribución de egresos que se tiene para reserva petrolera.

La selección de una acción entre varias opciones de inversión normalmente esta basada en una comparación de sus valores relativos a algún punto común para los efectos de tiempo sobre el valor del dinero. La vida y perfil de producción para cada una de las diversas inversiones u opciones operacionales, junto con la inversión requerida, es la base para la evaluación.



Fig. 4.1 Distribución de los Egresos para la Reserva Petrolera

Las siguientes definiciones, son básicas en el entendimiento de cómo el valor del dinero se desarrolla a partir de una proyección del gasto versus tiempo de las reservas¹:

Valor Justo del Mercado (VJM).-Precio al cual una propiedad puede ser vendida después de ser expuesta al mercado por un periodo razonable de tiempo, por un vendedor a un comprador sin ser comprada o vendida a la fuerza, el VJM incluye una ganancia para el comprador y una compensación para el riesgo de hacer el negocio.

Interés de Trabajo (IT).- Interés operante propio bajo un contrato de aceite o gas, y representa una fracción decimal de los costos totales para el desarrollo y operación de la propiedad.

Intereses Netos.- Representan los intereses de los ingresos de una propiedad, también se define como un factor que cuando se multiplica por la producción total estimada futura de una propiedad, incrementara los ingresos netos futuros para los intereses evaluados.

Interés Reversionario (IR).- Es una porción de los intereses evaluados que revierten a otra porción sobre la ocurrencia de un evento definido; tal como la liquidación de un préstamo pasando un periodo de tiempo o recuperación de producción de una cantidad.

Interés Mineral.- Es una parte del interés cuota simple. Un mineral puede ser recortado desde el interés superficial y transferido por una acción mineral. El propietario de un interés mineral puede ejecutar un contrato de derechos para aceite y gas, independientemente de cualquier uso superficial y puede recibir bonos, rentas y porcentajes de ingresos resultantes del contrato.

Porcentaje de Ingresos Extras.- Es un interés en una propiedad que produce aceite o gas, libre de gastos de producción y que está sujeto a impuestos de producción, impuestos de contribución indirecta federal, ganancias inesperadas e impuestos de publicidad.

Interés de Ganancias Netas.- Es una reparto de los ingresos netos futuros o ganancias de la operación de un tramo específico de la propiedad. Normalmente es tomado de los intereses de trabajo.

Intereses Acarreados.- Fracción del interés en una propiedad de aceite o gas sacada del interés por trabajo que es acarreado sin obligación para los costos de operación o desarrollo.

Pago por Producción.- Parte de los ingresos de la venta del aceite, gas y otros minerales producidos de una propiedad. Estos usualmente están libres de los costos de producción y termina cuando una suma específica de la venta de los minerales ha sido realizada por el propietario de dichos intereses. Esta liquidación frecuentemente es el inicio para los intereses reversionarios.

4.3 Criterios Económicos y Financieros

Con el propósito de entender cabalmente las inferencias y desarrollos en el presente capítulo, es necesario plantear en primera instancia conceptos económicos y financieros que serán empleados^{15,16}.

4.3.1 Definiciones Económicas

Economía. Es la ciencia que estudia cómo emplear los recursos productivos para satisfacer necesidades humanas, tanto presentes como futuras, así como su distribución para su consumo entre la sociedad. La economía debe de resolver las tres cuestiones básicas: la producción, la distribución y el consumo.

Producto Interno Bruto (PIB). Es el valor en el mercado de los bienes materiales y de los servicios producidos finales en un periodo dado (por lo regular el periodo es de un año) por los factores de producción de propiedad Nacional.

Depreciación. La depreciación es una reducción del, activo fijo (bienes materiales), sea en cantidad, calidad, valor o precio, debido al uso o por el paso del tiempo de acuerdo a los avances tecnológicos.

Producto Interno Neto (PIN). Es el valor resultante del PIB menos la depreciación.

$$PIN = PIB - Depreciación_{BienesMateriales} \quad (4.1)$$

Ingreso Nacional (IN). Es el Producto Interno Neto menos los impuestos indirectos que pagan las empresas.

$$IN = PIN - \text{Im puestas} \quad (4.2)$$

Ingreso Personal (IP). Es la ganancia que reciben directamente las personas en una economía, ya sea por su contribución a la producción o por transferencias de las empresas reguladas por el gobierno

Ingreso Personal Disponible (IPD). Es la cantidad monetaria con que disponen las personas para satisfacer sus necesidades y ahorrar. En otras palabras al Ingreso Personal se le restan los impuestos que pagan las personas por los ingresos que reciben.

$$IPD = IP - \text{Im puestas} \quad (4.3)$$

Balanza Comercial (BCo). Cuantificación monetaria del total de las compras y ventas de mercancías de un país con el exterior, en un período determinado, que generalmente es un año. La balanza de comercios compara en términos de valor monetario el total de exportaciones y de importaciones. Si se habla de una balanza comercial favorable (o superávit comercial) cuando el total de las exportaciones es superior al valor monetario de las importaciones; en caso contrario la balanza será desfavorable (o déficit comercial) cuando el total de las importaciones exceda al valor monetario de las exportaciones.

Balanza de Transacciones (BT). Es el registro sistemático de la entrada y salida de divisas por concepto de compra y venta de mercancías y servicios de un país con el exterior, en un período determinado, que generalmente es un año.

Balanza de Capitales (BCa). Registro sistemático de la entrada y salida de divisas de un país por concepto de inversiones y préstamo, así como de los intereses y ganancias que generen. Cuando hay entrada de divisas por concepto de inversiones o préstamos del exterior, la balanza de capitales es superávit, aunque a largo plazo hay que pagar el préstamo, los intereses, las ganancias y la propia inversión. Si el país invierte o presta al extranjero, entonces la balanza de capitales será déficit, pero cuando se recuperen los préstamos e inversiones habrá superávit.

Balanza de Pagos (BP). Documentos en que se registran sistemáticamente las transacciones económicas de un país con el exterior, representadas por compras y ventas de mercancías, movimientos de capital y transferencia de tecnología, (balanza comercial, balanza de transacciones corrientes y balanza de capitales). Una balanza de pagos será superávit cuando la entrada de divisas sea superior a la salida, y será déficit cuando la salida de divisas sea mayor que la entrada de la misma.

El uso racional y óptimo de los recursos económicos es necesario para emprender y llevar al éxito a cualquier empresa, la ingeniería petrolera no es la excepción, ya que en todo proyecto que se pretenda realizar, además de procurarse el buen curso de los elementos económicos y tecnológicos, debe buscarse un balance entre las finanzas y el mercado.

4.3.2 Definiciones Financieras¹⁵

Dándole secuencia a lo expresado en los capítulos anteriores se desprende la importancia que implica, para todo ingeniero, tener los conocimientos financieros necesarios que le permita realizar la evaluación de los proyectos que desarrolle.

Interés (I). Es la cantidad que produce un capital colocado a una tasa de interés durante un tiempo determinado.



Tasa de Interés (i). Es un porcentaje que se paga sobre el dinero prestado por unidad de tiempo.

$$I = iP \Rightarrow i = \frac{I}{P} \quad (4.4)$$

Donde:

i = Tasa de interés

I = Interés

P = Principal.

Monto (F). Es la suma del interés más el principal.

Se tienen dos formas de calcular el monto:

a) Con interés simple

$$F = P(1 + ni) \quad (4.5)$$

b) Con interés compuesto

$$F = P(1 + i)^n \quad (4.6)$$

Donde:

F = Monto

P = Principal

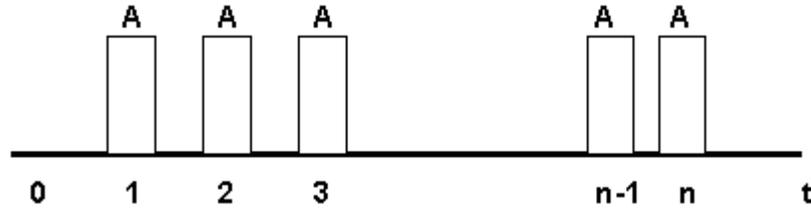
i = Tasa de interés

n = Número de periodos de vida del proyecto

Valor actual (P). Es la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro (flujos de efectivo futuros)

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (4.7)$$

Series de Cantidades Iguales. Una serie consta de "n" cantidades "A" iguales distribuidas uniformemente en el tiempo, donde la primera "A" está colocada en el tiempo 1 y la última en el tiempo "n". Si el tiempo se mide en años se trata de una serie de anualidades; si los periodos son mensuales; es una serie de mensualidades.



- a) El valor actual P de una serie de cantidades iguales puede ser, determinado considerando cada valor “ A ” como un valor futuro y utilizando la Ecuación 4.7 para luego sumar los valores de valor presente. La fórmula general es:

$$P = A \left[\frac{1}{(1+i)^1} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^2} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^3} \right] + \dots + A \left[\frac{1}{(1+i)^{n-1}} \right] + A \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (4.8)$$

se factoriza “ A ”:

$$P = A \left[\frac{1}{(1+i)^1} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{1}{(1+i)^{n-1}} + \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (4.9)$$

La ecuación 4.9 puede simplificarse multiplicando ambos lados por $1/(1+i)$ para producir:

$$\frac{P}{(1+i)} = A \left[\frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \frac{1}{(1+i)^4} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} + \frac{1}{(1+i)^{n+1}} \right] \quad (4.10)$$

Restar la Ecuación 4.9 de la Ecuación 4.10, simplificar y luego dividir ambos lados de la relación por $-1/(1+i)$ conduce a una expresión para P cuando $i=0$:

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4.11)$$

- b) Cuando queremos saber las cantidades iguales que equivalga a cierto valor actual, se despeja “A” de la ecuación anterior, quedando:

$$A = P \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.12)$$

- c) Si se quiere tener un monto “F” deseado de una serie de cantidades iguales se considera cada valor de “A” como un valor actual que se desconoce, se sustituye la Ecuación 4.6 en la Ecuación 4.11 y resulta la siguiente ecuación:

$$A = F \frac{1}{(1+i)^n} \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.13)$$

$$A = F \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (4.14)$$

- d) Cuando se saben las cantidades iguales que tenemos que aportar para tener al final un monto determinado, se despeja “F” de la ecuación anterior, quedando:

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (4.15)$$

Donde :

A = Cantidades iguales.

F = Monto

i = Tasa de interés

n = Número de periodos de vida del proyecto.

Tasa de Interés Efectiva (iEF). La tasa de interés efectiva es el resultado de la capitalización del interés en un año. Para calcular la tasa de interés efectiva es necesario dividir la utilidad o el costo real sobre el capital re invertido o recibido respectivamente. Cuando el periodo analizado no anual, es conveniente convertirlo a la base anual.

$$iEF = \left[\left(1 + \frac{i_n}{m} \right)^m - 1 \right] \quad (4.16)$$

Donde:

iEF = Tasa de interés efectiva

m = Número de periodos de capitalización durante el año.

i_n = Tasa nominal de interés (% Anual)

4.3.3. Indicadores de Rentabilidad¹⁵

Valor Presente Neto (VPN). Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero del movimiento continuo de dinero futuro que genera un proyecto y comparar la equivalencia con la inversión inicial.

$$VPN = -x_o + \sum_{j=1}^n \frac{x_j}{(1+i)^j} \quad (4.17)$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

x_o = Inversión inicial

x_j = Flujo de efectivo neto del periodo j

i = Tasa de interés

j = Periodo

Relación Beneficio-Costo ($R_{B/C}$). Este índice establece la proporción entre el beneficio obtenido por la inversión en un proyecto, es decir el cociente del valor de los ingresos netos entre la inversión inicial.

$$R_{B/C} = \frac{VPN_{Egresos + Inversión}}{Inversión\ inicial} \quad (4.18)$$

Donde:

$R_{B/C}$ = Relación Beneficio – Costo.

VPN = Valor presente neto.

Tasa Interna de Retorno (tir). Es la tasa mínima de interés que debe de producirse en el proyecto para no tener ni pérdidas ni ganancias, o la tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que la ganancia fuera cero.

$$Inversión\ inicial = \sum_{j=1}^n \frac{Ingresos\ netos}{(1 + tir)^j} \quad (4.19)$$

Tiempo de Cancelación (t_c). Es el tiempo al cual se considera que no se tienen ni pérdidas ni ganancias, es decir el tiempo en cual se recupera la inversión.

$$Inversión\ inicial = \sum_{j=1}^{t_c} \frac{Ingresos\ netos}{(1 + i)^j} \quad (4.20)$$

4.4 Incertidumbre y Riesgo en la Evaluación de Reservas^{9,10}

Los aspectos más importantes a predecir en la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son las reservas existentes y el ritmo de producción. El ritmo de producción junto con los precios de los hidrocarburos, costos de operación y mantenimiento, costos financieros y los impuestos controlan el flujo de efectivo del proyecto de desarrollo. La reserva existente es probablemente la mejor garantía para obtener los créditos necesarios para el desarrollo del yacimiento. El presupuesto para el desarrollo normalmente se asigna en base a las estimaciones de las reservas y los ritmos de producción, es muy importante tomar en cuenta la incertidumbre a la hora de la estimación. Las condiciones de inestabilidad que imperan actualmente en el mundo pueden resultar en pérdidas financieras por lo que se requiere de técnicas que cuantifiquen el riesgo presente en los proyectos de evaluación.

4.4.1 ¿ Que es Análisis de Riesgo ?

Generalmente hablando en análisis y evaluación del riesgo se refiere a la cuantificación de la incertidumbre casi siempre en el contexto de inversiones posibles en los negocios de aceite y gas, aunque mucho del análisis podría pertenecer a la cantidad de reserva, costo del capital, pronóstico de producción y producción probable, al final es universalmente el valor del dinero.

Aunque la palabra Riesgo ocurre con mucha regularidad en nuestros días en la literatura petrolera, no siempre ha estado a la moda. Entre las numerosas palabras y frases asociadas con el Análisis de Riesgo, evaluación del Riesgo, administración del riesgo, planeación estratégica y optimización. En algunos contextos aquellas palabras son usadas solamente en un sentido cualitativo pero nuestra idea es cuantitativa.

La administración del Riesgo connota una segunda etapa, donde los inversionistas buscan protección de situaciones desfavorables; es decir ellos trabajan para mitigar el riesgo.

Para el propósito de este trabajo el análisis de riesgo es una forma de análisis que estudia y de aquí intenta cuantificar el riesgo asociado con la inversión. Por el riesgo nosotros queremos decir una pérdida potencial y más generalmente pérdida o ganancia (es decir un cambio en acción asociado con alguna oportunidad de ocurrencia). Para usar el termino análisis nosotros seguramente sugerimos que el riesgo es cuantificable. El riesgo asociado con la estimación de las reservas de un prospecto de exploración incluye la estimación de los posibles factores geológicos.

Suponga que usted ha perforado 56 pozos en un programa de desarrollo de campos, 14 de los cuales consideramos pozos secos. ¿Cuál es la posibilidad que el siguiente pozo sea seco? Tal vez $14/56$ sea una buena respuesta, esto depende si se tienen otros registros de menos o más pozos en ese momento. En otras palabras ¿el éxito de un pozo de alguna manera depende del éxito de otros? Cualquier caso, dando una estimación para la probabilidad de un pozo seco es una forma de análisis de riesgo.

Como un ejemplo más complicado, considere la estimación de éxitos geológicos basados en la posibilidad de factores donde la probabilidad de éxito es el producto de las probabilidades de tener una estructura, un sello, un yacimiento, una fuente y sincronización. La estimación de los factores y la obtención del producto es una forma de análisis de riesgo.

Como el ejemplo subsiguiente ilustrado, la técnica específica de análisis del riesgo llamada simulación de Monte Carlo, ofrece una herramienta poderosa y flexible para estudiar problemas complejos.

4.4.2 Descripción de la Incertidumbre¹⁰

La Incertidumbre en la estimación de las reservas puede ser descrita en un número de maneras, una de las cuales es el uso de los términos tradicionales Probada, probable y posible. Sin embargo no hay manera de cuantificar el grado de certeza expresado como un punto. Las medidas estadísticas como rangos, medidas de tendencia central tales como la media, moda, mediana, desviación estándar, límite de confianza y frecuencia, especialmente cuando se muestran gráficamente, cubren una gran cantidad de información que no puede ser obtenida de otra manera.

4.4.2.1 Rangos de Incertidumbre

- a. La incertidumbre es descrita por rangos.
- b. Los puntos o valores dentro del rango no necesariamente tienen la misma probabilidad de ocurrencia.
- c. Esas diferencias en probabilidades pueden ser descritas mediante funciones de distribuciones de probabilidad.

4.4.2.2 Distribución de Probabilidad y Variable Aleatoria^{17,18}

Mucho del análisis de riesgo consiste de la estimación de algunas cosas con un rango de valores como con un solo valor.

Así que cuando nosotros nos dirigimos al análisis de riesgo es necesario familiarizarnos con la probabilidad y estadística. Para nuestro propósito nosotros necesitamos un par de ideas, la distribución de probabilidad y variables aleatorias.

Una variable aleatoria es una variable o parámetro que puede ser descrita por una distribución de probabilidad la cual es graficada relacionando probabilidad a un valor. Existen dos formas comunes de distribución de probabilidad; una Función de Distribución Acumulada (CDF) que es no decreciente (sin forma decreciente, depende de la preferencia) cuyos valores están en el rango de 0 a 1. Es más simple pensar en una variable aleatoria como un grafica de probabilidad acumulada (en el eje Y) versus valor. La grafica compañera es llamada Función de Probabilidad de Densidad (PDF) es simplemente la derivada de la CDF. La Figura 4.2 muestra aquella grafica para una distribución normal. Aunque la presentación de CDF es últimamente más útil, la PDF puede ser más familiar Figura 4.3.

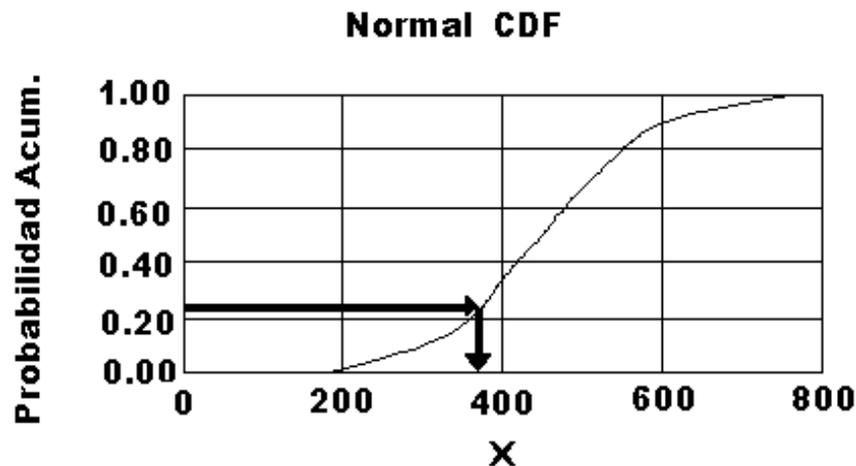


Fig. 4.2 Función de Distribución de Densidad Acumulada Normal¹⁷.

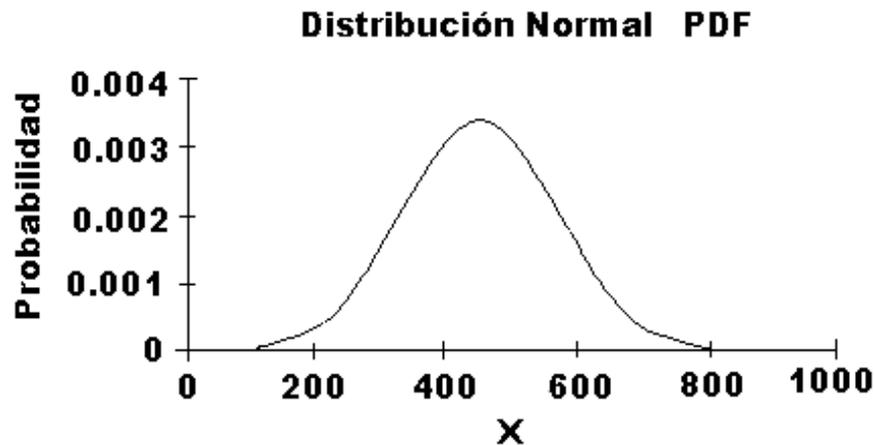


Fig. 4.3 Función de Distribución de Probabilidad Acumulada Normal¹⁷.

Una vez que la variable X es descrita por su CDF nosotros podemos obtener un ejemplo de Monte Carlo Figura 4.3, primero generando una variable aleatoria Y , uniformemente distribuida entre 0 y 1, entonces tomando la función inversa del valor de la curva CDF para obtener X . Los software hacen todo esto detrás de escena; El trabajo de los usuarios es especificar la distribución de probabilidad aproximada.

- i. Una distribución de probabilidad es una manera de expresar el rango de posibles valores para una variable incierta y por ende la probabilidad de esos valores.
- ii. La manera más común de expresarla es mediante una función de densidad de probabilidades.
- iii. La probabilidad de que la variable esté entre el rango x a $x+dx$ es $P(x) * dx$
- iv. La Función de Probabilidad Acumulada es obtenida mediante la integración de la Función de Densidad de Probabilidades
- v. Es una forma alterna de observar la misma información, pero más fácil de interpretar.

Diferentes Distribuciones de Probabilidad

Existen muchos tipos de Distribución de Probabilidad frecuentemente usadas en Ingeniería petrolera. Las cuales son simétricas o curvas de forma de campana, Curvas sesgadas (positivamente o negativamente), curvas rectangulares donde no se observa tendencia central y una variedad de otras curvas menos frecuentes.

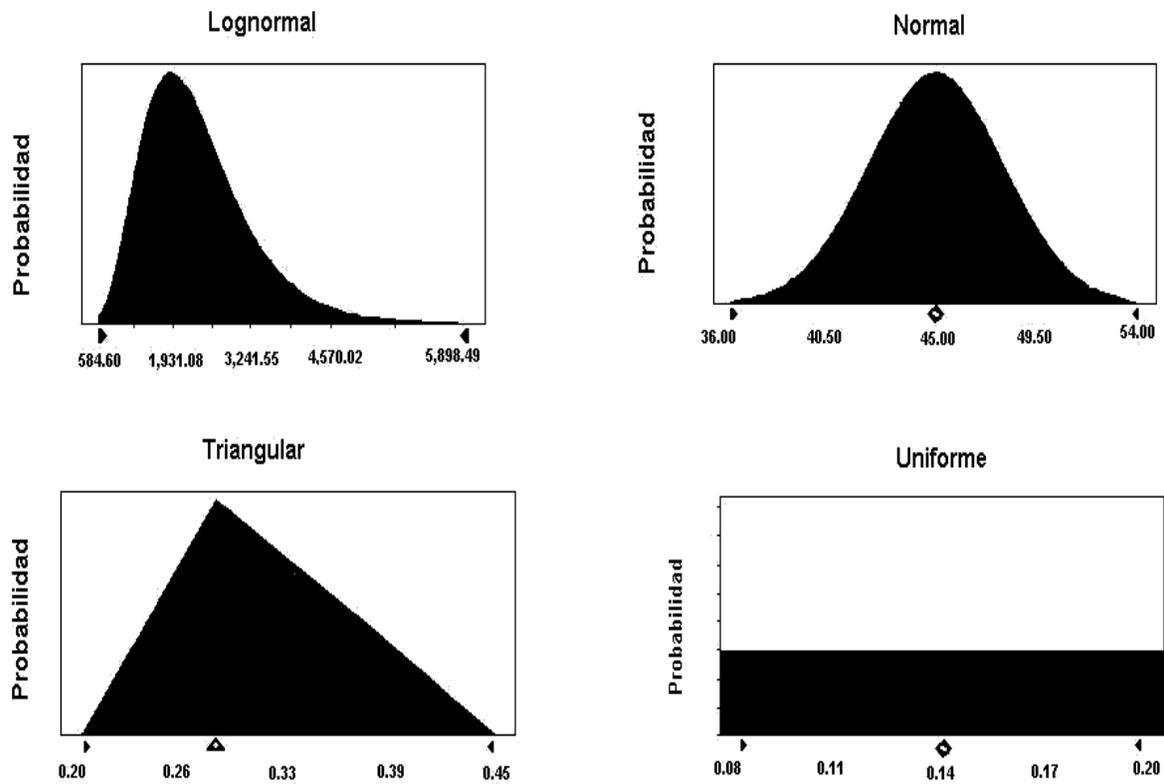


Fig. 4.4 Tipos de Distribución de Probabilidad¹⁷

Percentil

El uso común de una CDF es para especificar ciertos valores de una variable X . La expresión P_{10} significa el Décimo Percentil, es el valor correspondiente a 0.10 sobre el eje de probabilidad acumulada. Los usuarios experimentados a menudo describen la distribución especificando dos o tres percentiles. De interés particular es P_{50} el cual es llamada “mediana” y es una de las medidas de tendencia central más común.

- a. Es fácil de ilustrar percentiles usando la gráfica de probabilidad acumulada.
- b. Hay un 10% de probabilidad de que el valor real sea menor que el P_{10} de ese valor.
- c. Es también posible determinar fácilmente la probabilidad de que la variable esté dentro de un rango de valores dado.

Medidas de Tendencia Central

Las Medidas de Tendencia central nos permite comparar tipos de Distribución de Probabilidad y son⁹:

Moda: El valor más frecuente de un conjunto de datos es el rango más popular o la categoría más probable. Corresponde al pico de la curva de frecuencia.

Mediana: El valor medio entre el más pequeño valor posible y el valor más grande posible (P_{50}).

Media: El valor promedio aritmético o La suma de todos los valores de un conjunto dividido por el numero total de valores del conjunto (promedio)

4.4.3 Tipos de Incertidumbre^{9,19}

La Figura 4.5 muestra que la incertidumbre asociada con la estimación de las reservas y los ritmos de producción cambian con el tiempo y puede ser dividida en tres clasificaciones que son:

- a. Incertidumbre Técnica
- b. Incertidumbre Económica
- c. Incertidumbre Política

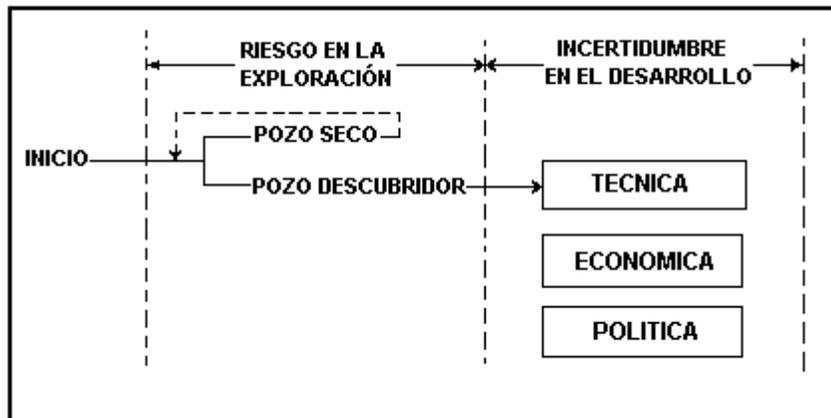


Fig.4.5 Riesgo e Incertidumbre Asociada a la Estimación de las Reservas⁹

4.4.3.1 Incertidumbre Técnica⁹

La incertidumbre técnica relaciona a los volúmenes estimados de hidrocarburos, si existen en el subsuelo y si son económicamente recuperables. La incertidumbre técnica casi siempre es función de la madurez de producción del yacimiento y de la calidad de los datos que se usaron para hacer las estimaciones. La Figura 3.1 del capítulo anterior muestra una representación grafica de las etapas de producción de un yacimiento y los métodos de estimación usados en las diferentes etapas. Como resultado del conocimiento del yacimiento conforme avanza la producción se mejora la estimación de la recuperación final, mientras que se reduce el riesgo.

De acuerdo a la Figura 3.1 la vida de un yacimiento se puede dividir en cinco etapas, la etapa AB de exploración, se considera como un periodo de gran riesgo donde se tienen que invertir fuertes cantidades de capital para hacer las estimaciones previas y decidir si se perforan mas pozos de desarrollo. Antes de cualquier desarrollo, solo se pueden utilizar métodos volumétricos o de analogía para hacer las estimaciones de las reservas y de los perfiles de producción. La etapa BC representa el periodo en el desarrollo del yacimiento, donde se perforan los pozos de desarrollo y se tienen los ritmos iniciales de producción, en esta etapa se pueden utilizar los datos recopilados con los pozos de desarrollo para mejorar las estimaciones de los métodos volumétricos, pero hay que tomar en cuenta que aun existen incertidumbres que deben ser resueltas.

La estimación de las reservas depende fuertemente de la precisión de las herramientas que son usadas para obtener los datos, las cuales frecuentemente son inexactas. En la etapa CD ya de maduras, se cuenta con una base de datos que proporcionan información sólida para sostener estudios

de simulación o cálculos de balance de materia con los que se pueden mejorar la exactitud en la estimación de las propiedades que tienen una fuerte influencia en las estimaciones de los volúmenes a recuperar. Al término de la etapa DE se cuenta con datos suficientes de producción, con lo que se mejora las predicciones y se estabilizan las tendencias de producción. La Figura 3.1 también muestra que al tiempo del abandono las estimaciones son muy precisas respecto a los datos reales y que el nivel de riesgo desciende conforme se obtiene mas información del yacimiento.

Además la Incertidumbre Técnica se puede dividir en:

- a) Incertidumbre Geológica
- b) Incertidumbre de Ingeniería

4.4.3.1.1 Incertidumbre Geológica¹⁹

La cual es relacionada con la estimación de los volúmenes de hidrocarburos Insitu. Una vez establecidos los parámetros geológicos que generalmente no cambian significativamente.

4.4.3.1.2 Incertidumbre de Ingeniería¹⁹

Se incrementa con los procesos de recuperación. Una vez que los datos adecuados son disponibles, los cambios significantes en los parámetros ingenieriles generalmente ocurren solamente como resultado de los avances técnicos.

4.4.3.2 Incertidumbre Económica⁹

Las fluctuaciones en los precios de los hidrocarburos aunado con los factores económicos mundiales han hecho que hoy en día la incertidumbre económica sea un factor que añade un riesgo considerable a los proyectos donde interviene la evaluación de las reservas. Sin embargo, estos no son los únicos que pueden afectar la incertidumbre en la explotación de un campo. Los costos del capital, de operación y mantenimiento y de perforación también añaden valor a la incertidumbre económica del proyecto, sobre todo para proyectos de larga duración donde no se puede prever estos factores a un horizonte de 20 años por ejemplo otro factor muy importante son las condiciones del mercado mundial de oferta y demanda. Incluso aunque contemos con buenas predicciones de producción, no podemos asegurar que en algunos años exista un cliente que compre nuestro hidrocarburo o que el precio de venta sea el que estemos estimando.

4.4.3.3 Incertidumbre Política⁹

Esta incertidumbre incluye impuestos locales y nacionales, regulaciones ambientales, y aspectos globales como la inestabilidad internacional. Los esfuerzos por estabilizar los precios de los hidrocarburos se reflejan en las decisiones de la OPEC al aumentar o reducir los precios según se incline la balanza de la oferta y la demanda. Si los precios se incrementan los países exportadores reducen sus ventas de crudo y lo venden por arriba del precio internacional.

La incertidumbre técnica (tipos de fluidos, área del yacimiento, porosidad, espesor neto impregnado con hidrocarburos, saturación de agua, mecanismos de producción, factor de recuperación y ritmos de producción) y el factor de incertidumbre total se combinan con la inestabilidad de los costos y los precios causados por la incertidumbre económica y política generando que el riesgo se incremente, de aquí la necesidad de identificar los factores que lo afectan y tomar las medidas pertinentes para minimizarlo. La Figura 4.6 muestra la forma de obtener el factor de incertidumbre total a partir de la clasificación del riesgo expuesto anteriormente.

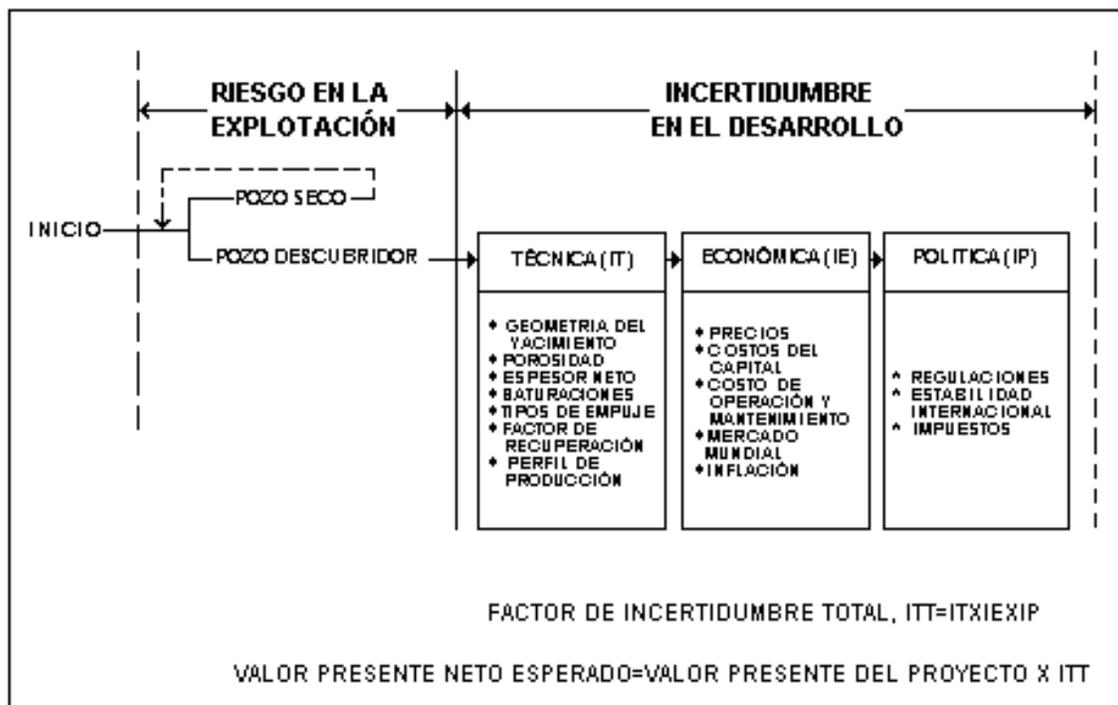


Fig. 4.6 Parámetros de Incertidumbre en la Evaluación de la Explotación de Hidrocarburos⁹

La Figura 4.7 muestra como el impacto de la incertidumbre técnica, económica y política puede reducir el valor esperado del proyecto.

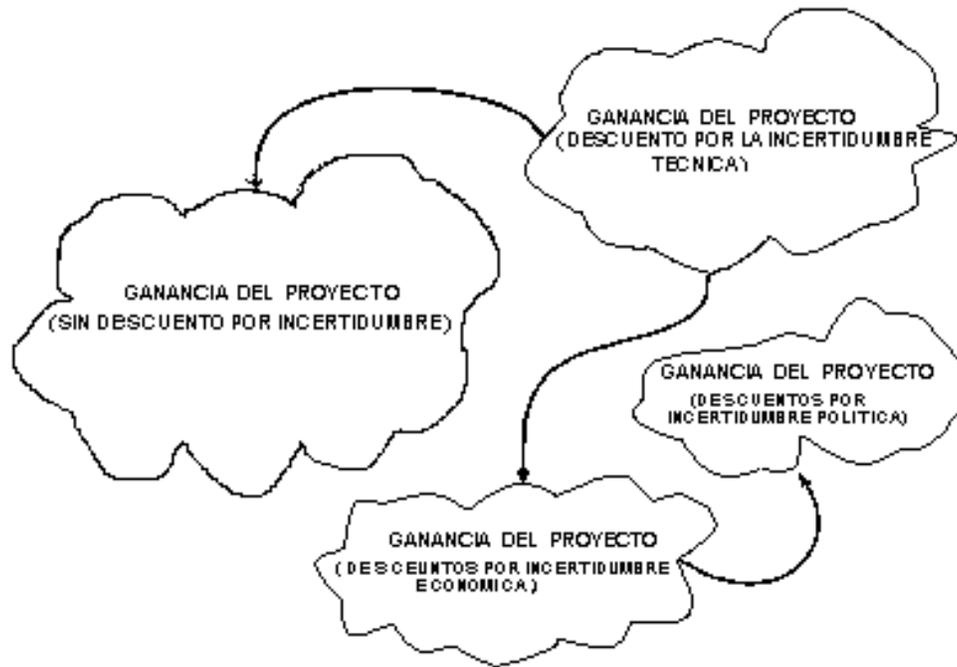


Fig. 4.7 Impacto de la Incertidumbre Sobre la Ganancia del Proyecto⁹

4.5 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad se emplea para determinar cuáles son los factores que podrán tener el impacto más importante sobre los posibles resultados de un proyecto. El grado de este impacto es un indicador de la cantidad de incertidumbre a la que nos enfrentamos en lo referente a los datos registrados que forman parte de nuestro análisis ^{10,17}.

Por ejemplo, consideremos un típico proyecto de un pozo de exploración. ¿Cuáles son las incertidumbres a las que posiblemente nos enfrentaríamos y que podrían afectar nuestro resultado? ¿Que pasaría si el precio del petróleo cambiara dramáticamente? ¿Cómo se afectaría mi proyecto? ¿Que pasaría si el volumen de petróleo recuperable fuera mucho menor que el anticipado? ¿Cómo impactaría esto el valor de mi proyecto? ¿Cuál sería el probable resultado que podría esperar del escenario de mi peor caso?

Dicho de otra manera el análisis de sensibilidad permite identificar las variables mas criticas para construir con estas los posibles escenarios que permitirán analizar el comportamiento de un resultado bajo diferentes supuestos. Con este análisis se puede medir el cambio en un resultado, dado un cambio en un conjunto de variables, tanto en términos relativos, como en términos absolutos.

Al realizar el análisis se debe tener presente varios puntos: Primero reconocer que el cambio en el resultado depende de como se haya construido el modelo y de los valores iniciales de las variables a analizar. Segundo, que los cambios en las variables deben ser iguales para todas, de manera que se puedan comparar los resultados. Tercero, se debe reconocer la posibilidad de que las relaciones entre las variables y los resultados no sean lineales. Cuarto,

que al analizar la sensibilidad de las variables hay que hacerlo de una en una si se desea determinar cuales de las variables son las mas criticas ¹⁹.

Una variable se considera critica cuando produce un cambio en un resultado mayor que el que produce otra, con base en ciertos criterios. Por el otro lado, permite tomar decisiones sobre en que aspectos debe enfatizarse el esfuerzo por ejemplo, para calcular los valores que deben ser introducidos en un modelo.

Hay varios usos para este tipo de análisis. Uno de ellos es el de identificar, como ya se dijo, las variables mas criticas y con base en ello, identificar adonde se debe dedicar mas esfuerzos tanto en el proceso de planeación, como en el proceso de control y seguimiento de una decisión. También es útil para identificar las variables que deben ser incluidas en los métodos de evaluación de proyectos como árbol de decisión y simulación de Monte Carlo.

4.5.1 Diagrama de Tornado

Para visualizar los resultados del análisis de sensibilidad se usan varias herramientas una de las más ilustrativas es el diagrama de tornado que se aplica a una variedad de posibles predicciones para una variable mientras se mantienen constantes todas las otras variables a sus valores base. Este diagrama consiste de barras horizontales que representan a cada una de las variables en estudio, estas barras están ordenadas en forma vertical¹⁷.

Las variables que presentan mayor impacto se visualizan en la parte superior, mientras que aquellas que presentan el menor impacto se visualizan en la parte inferior, el resultado final se parece a un tornado. La Figura 4.8 es un ejemplo de un diagrama de tornado aplicado a un proyecto de perforación de un pozo exploratorio obtenido con el simulador Merak.

Aún cuando existen numerosos factores que pueden afectar el valor de nuestro proyecto, el diagrama de tornado nos muestra que algunos factores tienen mayor efecto que otros.

En la figura se observa que las variables que se analizan en este diagrama son en primer lugar el VPN sobre la cual se hacen variar las variables críticas como: precio y volumen de producción de aceite, inversiones y costos operativos, dichas variables son las que comúnmente se analizan en los diagramas de tornado aplicados a la industria de exploración y producción, pero se pueden analizar muchas otras más.

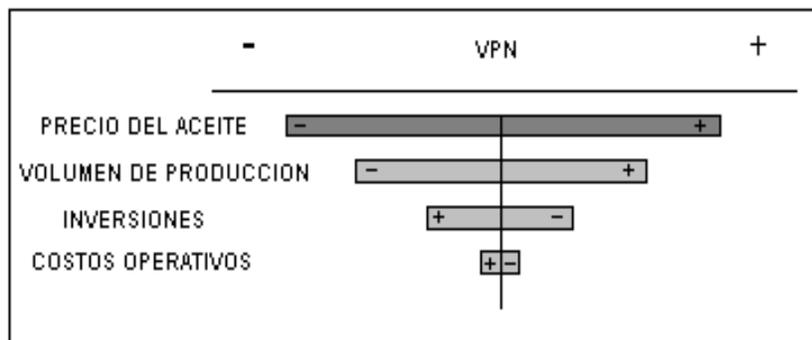


Fig. 4.8 Diagrama de Tornado¹⁷

Podemos ver que el precio del aceite sin duda alguna tiene el mayor impacto sobre nuestro valor de medida, como lo indica el grado al cual se desvía del resultado promedio esperado. En forma similar, vemos que los costos de capital tienen un impacto insignificante sobre nuestro posible rango de resultados. Las variables "precio del aceite", "nivel de producción" e "inversiones" juntas, capturan el 100% de nuestra incertidumbre. De hecho, puesto que las variables "precio del aceite" y "volumen de producción" capturan 91% de nuestro riesgo (la práctica generalmente aceptada en el análisis de sensibilidad es intentar capturar 80% de incertidumbre), deseamos enfocar nuestro análisis probabilístico sobre estas 2 variables únicamente.

En resumen, el resultado del Análisis Tornado se emplea para determinar cuáles variables:

- a. Deben incluirse en el Árbol de Decisiones
- b. Afectan mas los resultados
- c. Tienen poco efecto sobre los resultados
- d. Requieren investigarse mas a fin de reducir el rango de incertidumbre

4.6 Método Árbol de Decisión²²

El análisis de decisión en su forma más amplia incluye identificación del problema, especificaciones de objetivos y obligaciones, modelo, análisis de incertidumbre, análisis de sensibilidad y reglas que se siguen para tomar una decisión.

Esta técnica es un método conveniente para presentar y analizar una serie de decisiones que se deben tomar en diferentes puntos de tiempo.

Aunque el enfoque de árboles de decisión fue utilizado inicialmente dentro del contexto de la teoría de la probabilidad. *Magee* fue el primero en utilizar el concepto para tratar el problema de las decisiones de inversión de capital. Posteriormente *Hespos y Strassmann* propusieron combinarlo con el análisis de riesgo.

En un árbol de decisión hay nodos y ramas. Los nodos pueden ser de dos tipos cuadrados que son puntos de decisión y círculos que son puntos de incertidumbre. Las ramas que se extienden a los nodos indican las alternativas que se pueden tomar en el caso de los nodos de decisión, o los diferentes resultados de un evento en el caso de los nodos de incertidumbre. En este último caso cada rama tiene asociada una probabilidad de ocurrencia. Esta probabilidad es una medida de la posibilidad de que ese evento ocurra. La suma de las probabilidades de las ramas que parten de cada nodo de evento es igual a uno. Es decir, que se supone que los eventos son exhaustivos; a los nodos de decisión no se les asigna probabilidades, ya que en esos puntos el que decide tiene el control y no es un evento aleatorio, sujeto al azar.

Lo importante en un nodo de decisión es que maximice o minimice, según sea el caso, la variable en cuestión.

La secuencia optima de decisiones se encuentra comenzando a la derecha y avanzando hacia el origen del árbol. En cada nodo se debe calcular un VPN esperado. Si el nodo es un evento, este VPN se calcula para todas las ramas que salen de ese nodo.

Si el nodo es un punto de decisión, el VPN esperado se calcula para cada una de las ramas y se selecciona el mas elevado. En cualquiera de los dos casos el VPN esperado se lleva hasta el siguiente evento multiplicado por la probabilidad asociada a la rama por la cual se viaja. Los árboles de decisión permiten tener en cuenta situaciones que implican flexibilidad en la toma de decisiones y esto aumenta el valor de la inversión.

Una de las desventajas de este método es su dificultad cuando se presentan muchas alternativas, lo cual es probable que ocurra si se desea que el modelo se aproxime a la realidad. En este caso el numero de cálculos puede crecer en forma desproporcionada. El numero de puntos finales crece rápidamente en al medida que el numero de nodos crece. Esto induce a reducir intencionalmente el numero de punto terminales, mientras los estimativos de la probabilidad son muy escasos y pobres. Por lo tanto este enfoque puede dar algunos resultados inadecuados si no se sigue con rigor la metodología de diseño del árbol.

Para simplificar el árbol se sugiere que se descarten en el proceso valores que no cumplan con ciertos límites preestablecidos. De esta forma el análisis se simplifica al reducir los eventos, una manera de hacer esto es mediante el análisis de sensibilidad para identificar las variables más importantes.

En contraste con el método de Monte Carlo, el cual evalúa escenarios determinados, el método de árbol de decisión se enfoca sobre las decisiones administrativas. Aquí también se toman en cuenta la incertidumbre sobre los parámetros, más importantes, pero lo hace de una forma mas simplificada, normalmente cualitativa ²².

Para simplificar la presentación de este método usaremos un ejemplo:

Supongamos que un pozo exploratorio descubre un campo que puede tener una reserva grande o pequeña. Las instalaciones superficiales pueden ser grandes o pequeñas dependiendo del tamaño de la reserva. Construir la capacidad errónea en las instalaciones de producción puede ser un error muy costoso. Para tomar una mejor decisión se debe de adquirir mas información.

La Figura 4.9 muestra el árbol de decisión referente a este caso. Las decisiones son representadas por los rectángulos. Las ramas salen de la decisión precedente para tomar otra posible decisión. Los círculos representan los eventos de incertidumbre. Al final de cada rama se marca el valor presente neto.

Para comparar el valor esperado, se calcula el valor en cada nodo, como sigue:

En la rama (1): $170 \times 0.4 + 110 \times 0.6 = 134$. Como el valor de los otros dos nodos es 138 y 141 respectivamente, la mejor decisión debe ser perforar pozos adicionales para obtener mas información antes de seleccionar el tamaño de las instalaciones. Esta misma metodología se utiliza en la evaluación global de proyectos.

Al final del proceso se consolidan todas las ramas para obtener el valor esperado del proyecto en base a todos los escenarios posibles.

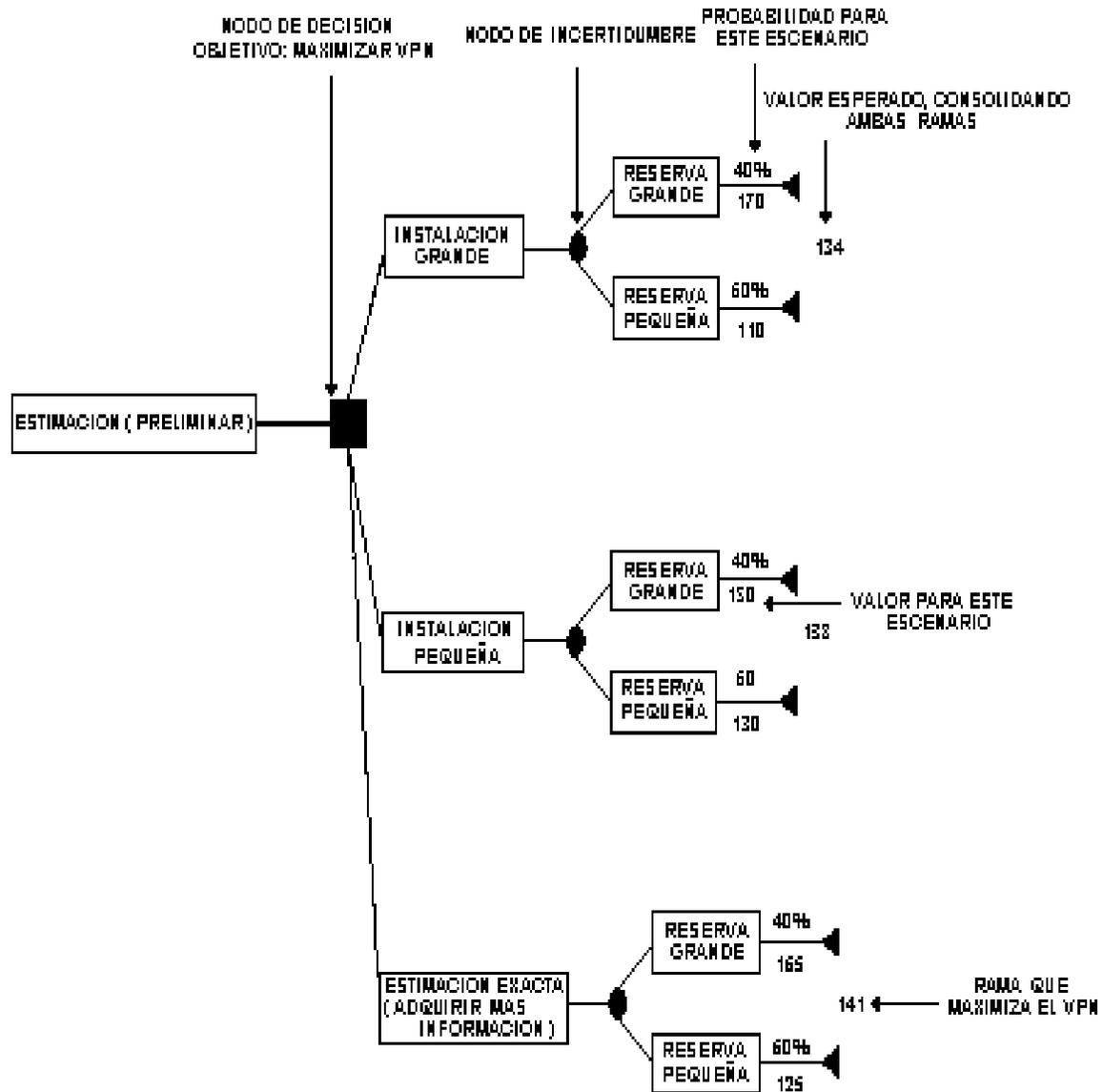


Fig. 4.9 Ejemplo de un Diagrama de Árbol de Decisión²²

El análisis de Monte Carlo sirve como el punto focal para el resto de esta discusión.

4.7 Método de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es una alternativa para un solo punto (Estimación Determinista) y el método de escenario que presenta peor, más probable y mejor caso del escenario. El termino Monte Carlo data desde el proyecto Maniatan en 1940, donde este fue usado como un código. La inferencia es para el juego, donde las reglas cambian¹⁷.

Una Simulación de Monte Carlo comenzó con un modelo (es decir uno o más ecuaciones juntas con consideraciones y relaciones lógicas de los parámetros en las ecuaciones) para el propósito de ilustración, nosotros seleccionamos una forma de un modelo volumétrico para el aceite original recuperable “N” en términos de área “A”; espesor neto “h”, porosidad “ ϕ ”; saturación de agua “ S_w ”, factor de volumen de formación del aceite “ B_o ” y factor de recuperación.

$$N = 7.758 \frac{Ah\phi(1 - S_w)}{B_o} Fr \quad (4.21)$$

Donde

$$Fr = \frac{V_p}{V_i} \quad (4.22)$$

El factor de recuperación “Fr” su cantidad es normalmente difícil de estimar y puede obtenerse usando varios modelos numéricos como los modelos de campo o modelos especiales que incluyen aspectos geológicos detallados que involucran un gran numero de parámetros como (propiedades del acuífero, permeabilidad efectiva, contacto agua-aceite, modelo sedimentológico, numero de pozos, equipo e instalaciones etc.)

Pensando en A , h , ϕ , S_w , B_o y Fr como parámetros de entrada y N como parámetro de salida. Una vez que nosotros especificamos valores para cada entrada, podemos calcular valores de salida. Cada uno de los parámetros son vistos como una variable aleatoria; Esto satisface alguna relación de probabilidad versus valor acumulado. Así nosotros podemos asumir que el valor de “A” puede ser descrito por una distribución Lognormal con una “media” 2,000 acres y una desviación estándar de 800 acres, teniendo un rango específico de aproximadamente 600 a 5,000 acres; La Figura 4.10 identifica y muestra las distribuciones similares para cada uno de los parámetros de entrada.

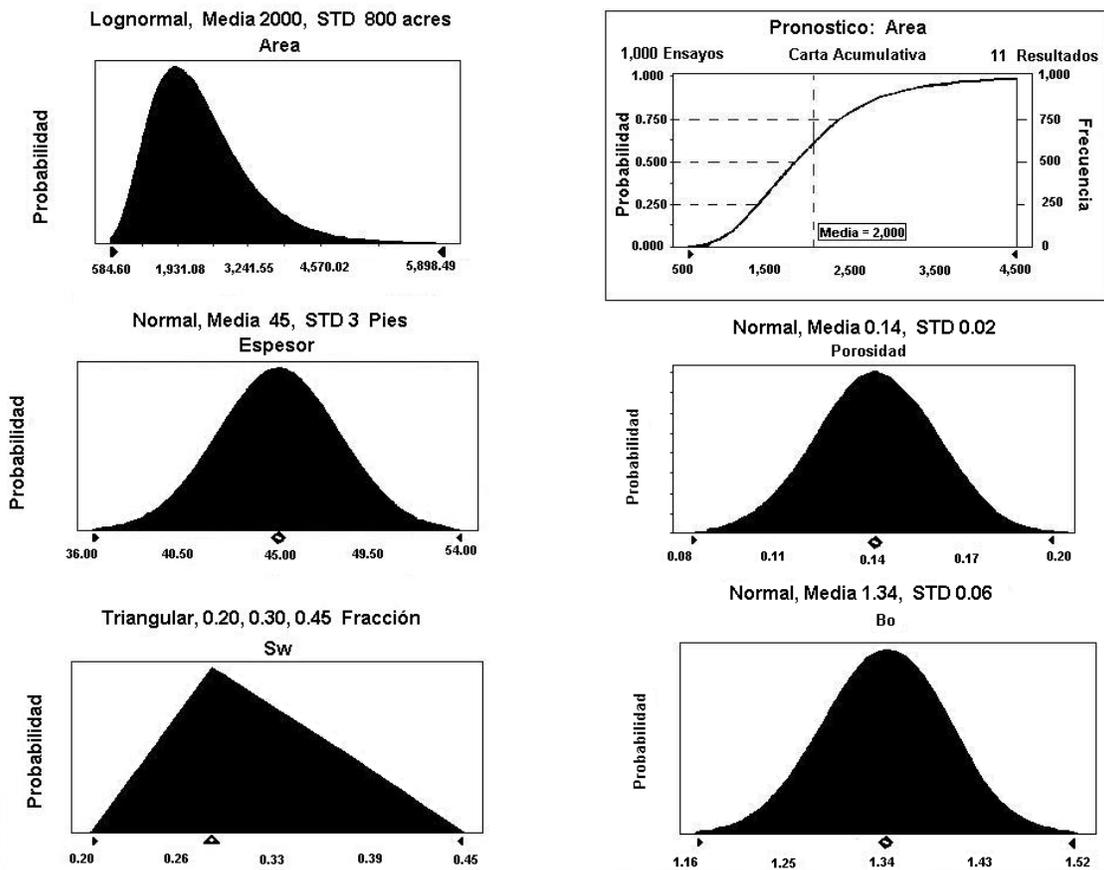


Fig. 4.10 Cinco Distribuciones que Muestran el Área en de las CDF y PDF; SDT = Desviación Estándar¹¹⁷

Un ensayo consiste de eventos aleatorios seleccionando un valor para cada entrada y calculando el valor de salida. Así nosotros podemos seleccionar $A = 3,127$ acres, $h = 48$ ft, $\phi = 18\%$, $Sw = 43\%$ y $Bo = 1.42$ esta combinación de valores podría representar una realización particular del incremento de $N = 63.5$ millones de bl de aceite. Una simulación es una sucesión de cientos y miles de ensayos repetidos donde los valores de salida son almacenados en un archivo dentro de la memoria de la computadora. Después los valores de salida son diagnosticados y normalmente agrupados dentro de una función de distribución acumulada o histograma. La Figura 4.11 y la Figura 4.12 muestran los resultados y la carta de sensibilidades para este modelo.

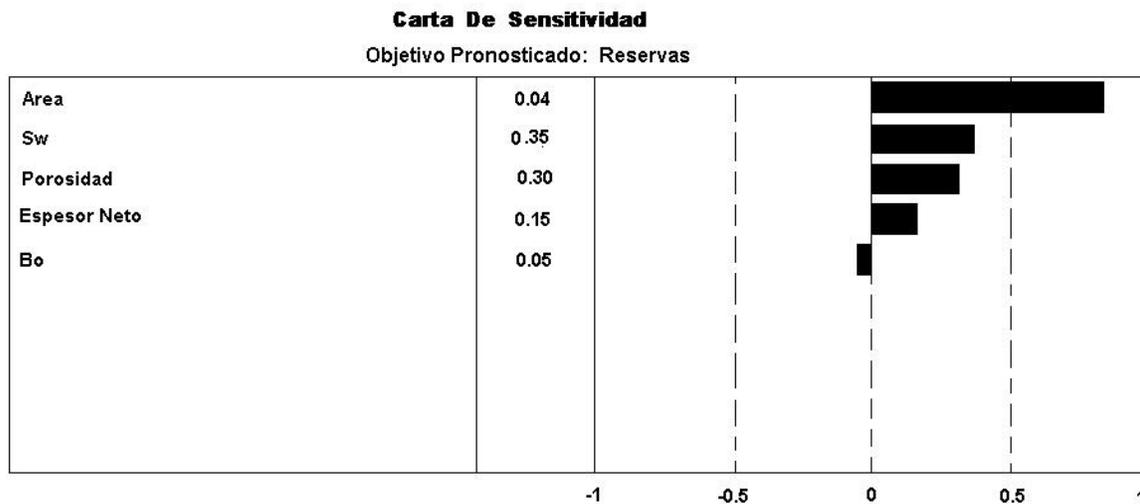


Fig. 4.11 Carta de Sensibilidades¹⁷

Seleccionando Distribuciones de Entrada; las distribuciones lognormal son normalmente usados para muchas de las entradas del modelo volumétrico, aunque la relación de espesores y saturaciones de hidrocarburos son pocas veces sesgadas (asimétrica) a la derecha y siempre repentinamente truncadas. La forma triangular es simplemente común y son fácilmente adaptables por que ellos pueden ser simétricos o sesgados para encontrar los límites naturales (corte de porosidad, espaciamiento entre pozos). Cuando todas las entradas son

asumidas ser lognormal, sin truncamiento e independientes uno del otro, el producto puede ser obtenido analíticamente.

Forma de Salida: En este ejemplo a pesar de todos los tipos de distribución de probabilidad de entrada, el resultado es aproximadamente lognormal. Aquello es la distribución de reservas es siempre sesgada a la derecha y parece lognormal. De hecho un producto de alguna clase de distribución siempre son factores sesgados a la izquierda, tienen la forma aproximada de una distribución lognormal. La Figura 4.12 representa la mejor curva en lognormal posterior al histograma de salida para nuestro primer ejemplo.

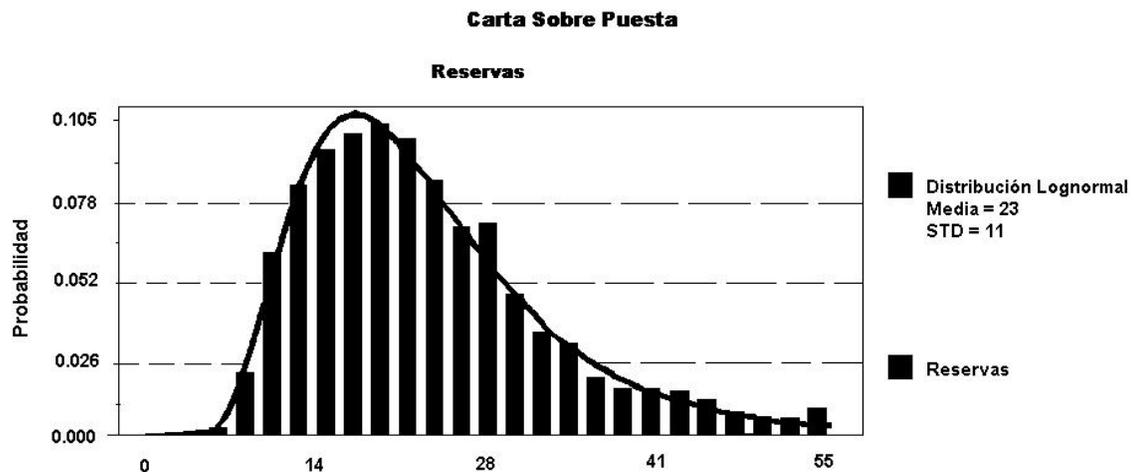


Fig. 4.12 Resultado de la Distribución (Histograma) con Curva Lognormal¹⁷

El segundo ejemplo del método de Monte Carlo se concentra sobre la incertidumbre en los valores de los parámetros, usando distribuciones estadísticas sobre las variables críticas. La siguiente ecuación muestra el valor presente neto para un proyecto con una vida de N años y un costo del capital i .

$$VPN = \sum_1^N \frac{I_N - \text{Im puestos}}{(1+i)^n} - \text{Amortizaciones} \quad (4.23)$$

Donde I_N son los ingresos netos, es decir, después de descontar los costos de operación y mantenimiento. Las amortizaciones son los pagos que se realizan por concepto del capital que se utilizó para el proyecto de desarrollo.

Los ingresos netos se expresan en términos de parámetros claves (volumen de producción, precio de los hidrocarburos, costos de producción, derecho e impuestos, etc.). Para representar la variabilidad de cada parámetro se seleccionan las distribuciones de probabilidad como la normal, la lognormal, la triangular y las distribuciones uniformes. En muchos casos se asume que las variables son mutuamente independientes, esto simplifica enormemente los cálculos.

Los valores se seleccionan aleatoriamente de la distribución de cada parámetro y se sustituyen en la ecuación para obtener un posible valor del valor presente neto. Esto se repite miles de veces para dar un histograma de los posibles valores del proyecto. De este histograma se puede calcular el valor presente neto promedio y la probabilidad de tener éxito en el desarrollo. La Figura 4.13 resume el procedimiento del método de Monte Carlo.

El análisis con el método de Monte Carlo se vuelve complicado cuando se incrementa el número de variables y los rangos de ocurrencia de sus valores, en estos casos es indispensable utilizar software especializado, algunos pueden ser: Merak, CrisallBall o @Risk for project.²²

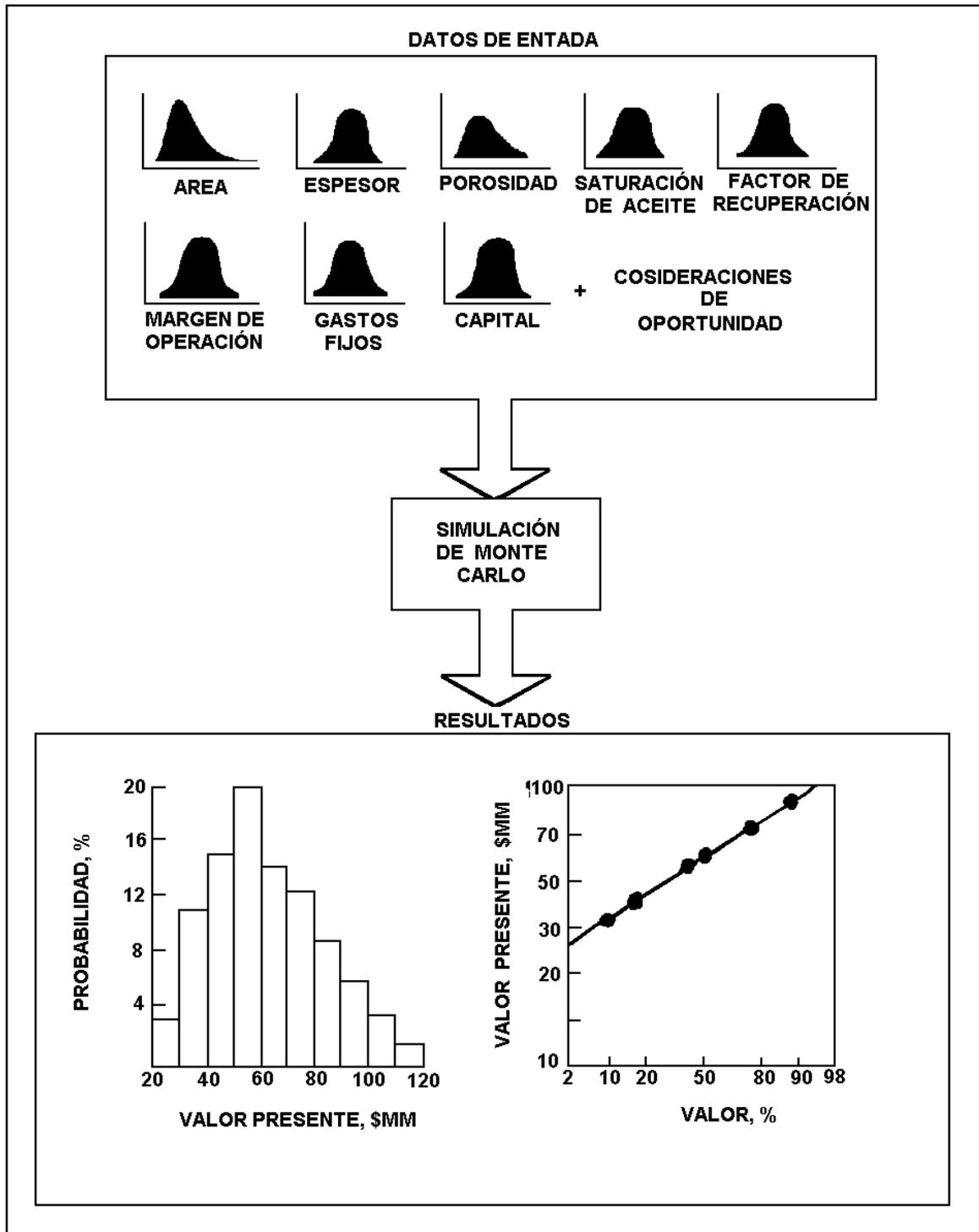


Fig. 4.13. Diagrama Esquemático del Método de Monte Carlo⁹

4.8 Metodos de Evaluacion de la Proyección Futura del Ingreso de una Empresa¹

En la literatura incluye muchos métodos diferentes que pueden ser usados para evaluar el proyecto futuro estimado de los ingresos de una empresa dada.^{1,2} algunos de ellos son:

4.8.1 Método de Flujo de Efectivo Descontado

El Método de Flujo De Efectivo Descontado ilustrado en la Figura 4.13 simplemente reduce aquellos pagos futuros de los ingresos al valor presente por una tasa de interés compuesto o tasa de retorno elegida. Este representa el método de los Banqueros para una corriente de pagos de los ingresos futuros y es ampliamente usada en la industria.

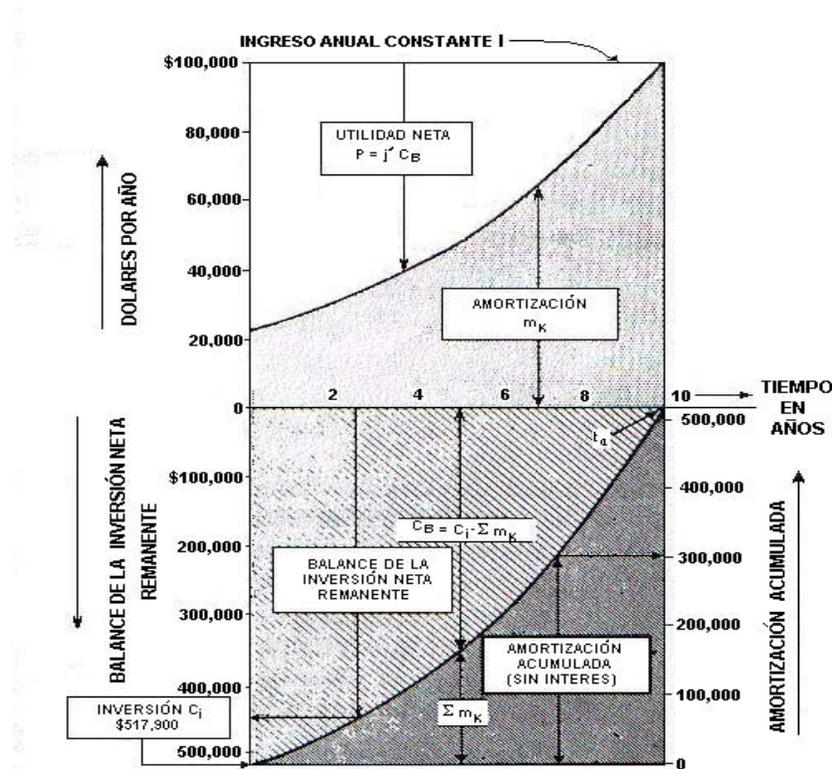


Fig. 4.13 Método Flujo de Efectivo Descontado¹. Tasa de Retorno

$$j' = \frac{\sum P}{\sum C_B} = \frac{P}{C_B} = \text{Constante. Al Tiempo de Abandono, } C_i = \sum m_k \text{ (Sin Interés)}$$

Este método también referido al Método De Inversionistas o Método De Tasa Interna De Retorno, es el mas usado a menudo en un trabajo de evaluación.

Se basa sobre el principio de hacer un desembolso de inversión, el inversionista esta actualmente comprando una serie de pagos de los ingresos de operación anual futura. La tasa interna de retorno (con este método) es la tasa de interés máxima que uno podría pagar sobre el capital límite por arriba de la inversión. El patrón de tiempo de aquellos pagos de los ingresos futuros es además los que dan propio peso.

Sin patrones de amortizaciones fijas necesarias para ser adoptadas con este método, por que la cantidad anual disponible para la amortización es igual a la diferencia entre el ingreso neto y el porcentaje de utilidad fija sobre el balance de retorno no retornable. Los cálculos necesarios para la evaluación de una propiedad son además relativamente simples. Ellos solamente involucran el descuento del flujo de efectivo proyectado al valor actual debido a la tasa de interés deseada.

El valor de evaluación es entonces:

$$C_i = I_1(1+i)^{-1/2} + I_2(1+i)^{-1\frac{1}{2}} + \dots + I_t(1+i)^{\frac{1}{2}-t}$$

$$C_i = \sum_{n=1}^{n=t} I_n(1+i)^{\frac{1}{2}-n} \quad (4.24)$$

Donde I_1, I_2, \dots, I_t representa la proyección de ingreso de efectivo en años sucesivos y el factor de interés compuesto para la tasa de interés efectiva especulativa i es calculado por la consideración de la entrada de los ingresos para cada año y es recibida a medio año. El poder de ganancia calculada por este método no necesariamente es el mismo para la tasa de retorno promedio

mostrada sobre los libros de una compañía para la inversión neta en la propiedad. Muchas compañías petroleras amortizan su inversión en propiedades productoras en proporción al agotamiento de las reservas o sobre una unidad base de producción. Sin embargo sin provisiones para tales patrones de amortización es hecha en el método de flujo de efectivo descontado. Cuando el gasto de producción y el ingreso siguen una declinación de porcentaje constante y la relación entre el gasto de producción inicial y el final resultarán sin diferencias serias sustancialmente. Sin embargo cuando el gasto de producción y el ingreso son constantes por un periodo de tiempo largo, una diferencia sustancial puede ser desarrollada y la tasa interna de retorno promedio, como se mostrará después, puede ser apreciablemente más alta, que la tasa interna de retorno usada en la evaluación por el método de flujo de efectivo descontado.

El método puede ser ilustrado con el diagrama de la Figura 4.13 el cual muestra la aplicación del método de flujo de efectivo descontado a una empresa que espera incrementar un ingreso de \$100,000/ año sobre un periodo de 10 años y donde una tasa interna de retorno nominal especulativa j' del 15%/año es deseada. El tiempo en años es graficado en el eje horizontal, mientras el ingreso constante es representado por la línea horizontal para \$100,000/año en la parte superior del diagrama. La porción superior del diagrama muestra como la porción del ingreso total I asignada a la amortización m_k , incrementa mientras la porción de utilidad neta (P) decrece con el tiempo. La porción inferior de la carta ilustra la manera en la cual la acumulación Σm_k gradualmente reduce el balance de la inversión sin retorno, $C_B = C_i - \Sigma m_k$ de su valor inicial, C_i a cero al abandono de la empresa con riesgo.

El cálculo de la curva por este caso de gasto constante se basa en la ecuación diferencial básica por el flujo de efectivo descontado.

$$I dt = j' C_B dt - dC_B \quad (4.25)$$

Donde :

I = ingreso neto anualizado, dólares.

j' = tasa de interés especulativa nominal anual, fracción.

C_B = balance de la porción sin retorno de la inversión, dólares.

Integrando esta ecuación por el ingreso de gasto constante entre los límites $t = 0$, $C_B = C_i$ y $t = t_a$, $C_B = 0$ se deja al valor de la evaluación C_i para una tasa de retorno nominal $j' = 0.15$:

$$C_i = (1 - e^{-j't_a}) \left(\frac{I}{j'} \right) \quad (4.26)$$

$$C_i = \left[1 - e^{-(0.15)(10)} \right] \left(\frac{100,000}{0.15} \right) = \$517,900$$

Para encontrar la tasa de retorno correspondiente a un precio de compra dado por el método de flujo de efectivo descontado sin solución sencilla es posible; uno tiene que recurrir a un procedimiento de ensayo y error.

La curva para el balance sin retorno, C_B para este caso se muestra en la porción inferior de la grafica, junto con la amortización acumulada ($\sum m_k = C_i - C_B$). La porción correspondiente a la amortización, m_k del ingreso I se muestra en la porción superior de la gráfica.

Este se puede notar de la Figura 4.13 que la tasa de retorno j' es la relación constante de la utilidad neta ($P = I - m_k$) y el balance de la inversión sin retorno ($C_B = C_i - \sum m_k$), y el balance C_B esta declinando lentamente al comienzo y más rápido hacia el final y este no mantiene el paso con el agotamiento actual de la fuente de ingresos.

4.8.2 Método de Hoskold

El Método de Hoskold ilustrado en la Figura 4.14 fue especialmente diseñado para empresas con una vida limitada, tales como una mina, pozos de gas o aceite y fue primeramente usado en trabajos de evaluación en la minería.^{1,2}

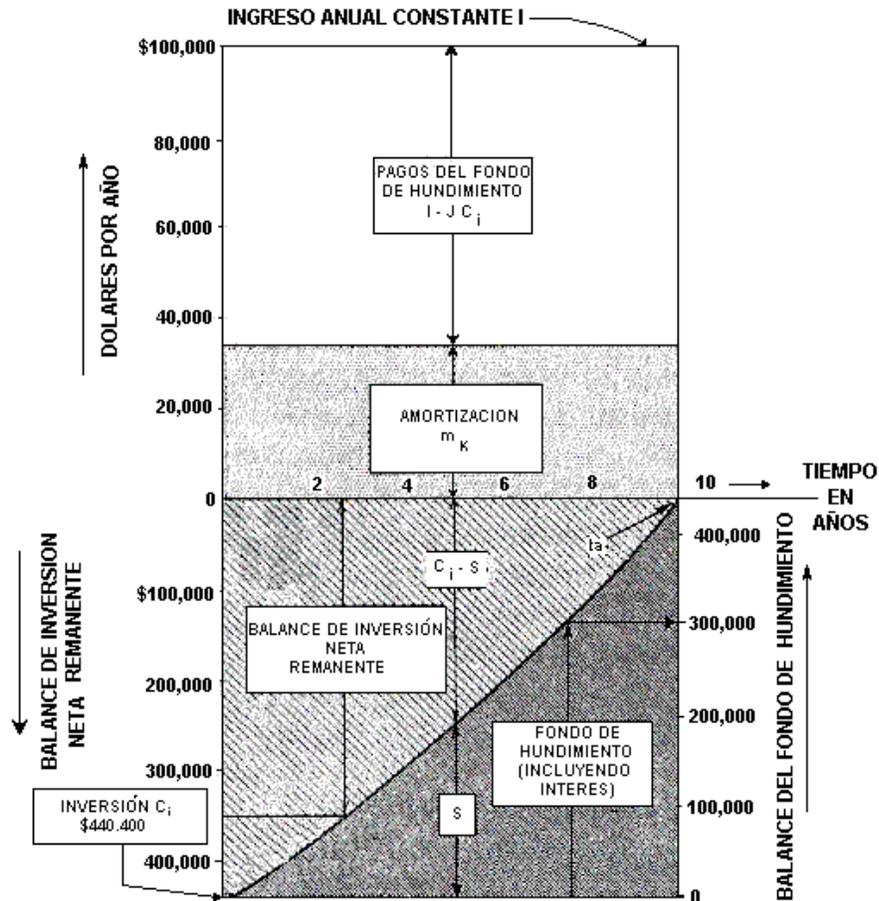


Fig. 4.14 Método Hoskold. Tasa de Retorno $j' = P/C_i = \text{Constante}$ al Tiempo de Abandono t_a , $C_i = S$ (Incluyendo Interés)¹

Muchas industrias y empresas manufactureras tienen una vida determinada (aparentemente perpetua) y además no son llamadas para reemplazar la inversión original. Esto no significa que dichas empresas continúen para siempre; esto simplemente significa que excepto para competición, nada es aparente que pueda causar la terminación. Por que de esta incerteza, la evaluación para el método de flujo de efectivo descontado es generalmente el mejor método para dichas empresas riesgosas.

El aceite, gas, minería y otras industrias extractivas sin embargo difieren de la empresa extranjera. Cuando el yacimiento de aceite es agotado el cuerpo del mineral es minado, ahí no existe valor dejado excepto posiblemente algún equipo salvado. Para esto se desea regresar el capital original al inversionista por el tiempo de vida rentable de la empresa.

Esto deja algún método diferente para la evaluación de la empresa en dichas industrias extractivas. Uno de los métodos más fáciles propuestos por Hoskold en 1877¹⁹ para la industria minera, remarca el retorno completo del capital invertido originalmente al tiempo de abandono debido a un fondo de encogimiento. El método de Hoskold propone una tasa de retorno uniforme a la tasa especulativa de interés i' sobre el capital original y provee para el rescate del capital al tiempo de abandono por la reinversión anual del balance de las ganancias anualizadas en un fondo de encogimiento a una tasa segura de interés i . Es usado sin patrones de amortización fijos, pero el peso propio es dado a patrones de tiempo específicos de los pagos del ingreso de efectivo futuro.

El valor de la evaluación por el método Hoskold es calculado con:

$$C_i = \frac{\sum_{n=1}^{n=t_a} I_n (1+i)^{t_a-n}}{1 + (i'/i)[(1+i)^{t_a} - 1]} \quad (4.27)$$

En el cual el numerador representa el valor combinado de los pagos de los ingresos efectivos, I_n (sin depreciación o agotamiento), calculado al tiempo de abandono (t_a) incluyendo interés compuesto a la tasa segura (i) por año.

Cuando el factor promedio de aplazamiento o factor de descuento en el gasto de producción y la proyección de ingreso (F_{PV}) es disponible a la tasa de interés segura del 5%/año esta ecuación se reduce a:

$$C_i = \frac{F_{PV} \sum I}{(i'/i) - [(i'/i) - 1](1+i)^{-t_a}} \quad (4.28)$$

La tasa de retorno correspondiente a un precio de compra dado puede ser calculada directamente con las ecuaciones generales de tasa de retorno.

$$i' = \frac{i \left\{ \frac{1}{C_i} \left[\sum_{n=1}^{n=t_a} I_n (1+i)^{t_a-n} \right] - 1 \right\}}{(1+i)^{t_a} - 1} \quad (4.29)$$

o

$$i' = \frac{i \left[\left(F_{PV} \sum I / C_i \right) - (1+i)^{-t_a} \right]}{1 - (1+i)^{-t_a}} \quad (4.30)$$

La característica interesante de este método es su concepto de tasa segura de interés bancario (i) que es usado para construir el fondo de amortización al retorno completo del capital invertido al final de la vida del proyecto, mientras al mismo tiempo una tasa de interés especulativa constante (i') es ganada sobre el capital de inversión original (C_i) durante el mismo periodo.

Esta tasa de interés especulativa (i') no es comparable con la tasa de retorno usada en los métodos de flujo de efectivo descontado, contabilidad, tasa de retorno anual promedio por que este se aplica estrictamente a la inversión inicial entera y no al balance de declinación de dichas inversiones.

Este método puede ser ilustrado con la Figura 4.14 el cual muestra que podría suceder a la utilidad neta, las contribuciones al fondo de amortizaciones mismo si el método de Hoskold es aplicado a la misma empresa riesgosa como antes que el incremento de los ingresos de \$100,000 / año igual que 10 años. Este se asume que una tasa de retorno especulativa (j') de 15%/año es deseado, mientras la tasa de interés nominal segura (j) es 15% / año. La tasa de ingreso constante (I) es de nuevo mostrada como la línea horizontal en la parte superior del diagrama. Esta porción de la carta mostró además que la porción de la utilidad neta de su ingreso anual (P) no esta declinando como en el caso previo pero es un porcentaje constante(15%) de la inversión inicial (C_i). La porción remanente del ingreso el cual se desvía al fondo de amortización, es también constante para este caso.

La curva en la parte inferior de la Figura 4.14 ilustra como los pagos del fondo de amortización mas interés a una tasa segura construye su fondo por encima de donde la inversión inicial entera (C_i) es disponible de nuevo al tiempo de abandono.

El cálculo del dato para este caso de gasto constante se basa en la ecuación diferencial básica por el método de Hoskold:

$$I dt + j S dt = j' C_i dt + dS \quad (4.31)$$

Donde :

j = Tasa de interés nominal especulativa anual, fracción

S = Balance del fondo de amortización, dólares

C_i = Capital inicial invertido o precio de compra, dólares.

La integración de esta ecuación por ingreso de gasto constante entre los límites $t = 0, S = 0$ y $t = t_a, S = C_i$ deja al valor evaluado C_i para una tasa de interés especulativa ($j' = 0.15$) y una tasa de interés nominal segura ($j = 0.05$).

$$C_i = \frac{(1 - e^{-j't_a})I}{j' - (j' - j)e^{-j't_a}} \quad (4.32)$$

$$C_i = \frac{[1 - e^{-(0.05)(10)}](100,000)}{0.15 - (0.10)[e^{-(0.05)(10)}]} = \$440,400$$

Correspondientemente, la porción de la utilidad neta constante (P) del ingreso anual es $0.15 \times 440,400 = \$66,060$, mientras el pago del fondo de amortización anual es $\$100,000 - \$66,060 = \$33,940$, como se muestra sobre en la parte superior del diagrama. La curva para el fondo de amortización (S) para este caso se muestra en la porción del fondo de la figura junto con a la porción de la inversión sin retorno ($C_i - S$).

Este puede ser observado que la tasa de retorno (j') es la relación de la utilidad neta anual (P) a la inversión inicial (C_i), y el balance de la inversión neta remanente ($C_i - S$) esta declinando algo más que lentamente en el inicio que el final. Aunque la curvatura es mucho menos que en el método del flujo de efectivo descontado, este aun no se mantiene colocado con el agotamiento actual de la fuente de ingresos.

4.8.3 Método de Morkill

El Método de Morkill, ilustrado den la Figura 4.15 es actualmente una refinación del método de Hoskold y es también aplicable principalmente a empresas con una vida limitada, tales como minas, pozos de gas y aceite.^{1,2}

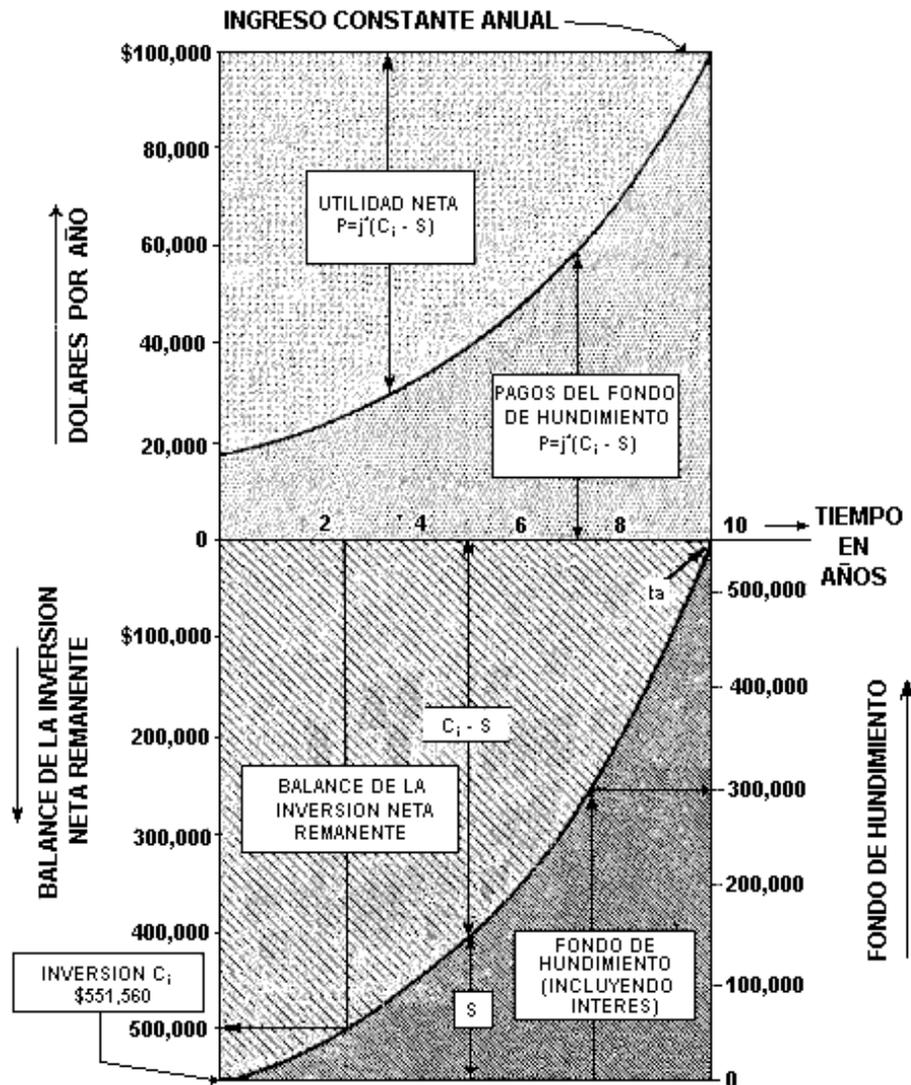


Fig. 4.15 Método Morkill¹. Tasa de Retorno $j' = \frac{\Sigma P}{\Sigma(C_i - S)} = \frac{P}{C_i - S} = \text{Constante}$. Al Tiempo de Abandono t_a , $C_i = S$ (incluyendo interés)

Una variación de la ecuación de Hoskold fue propuesta en 1918 por Morkill²⁰, quien siente que el riesgo o tasa de interés especulativa (i') podría ser esperada solamente de la cantidad del capital remanente sin retorno, mientras la seguridad de tasa de interés segura (i) podría ser aplicado al fondo de amortización.

El valor evaluado por el método de Morkill puede ser calculado de:

$$C_i = \frac{\sum_{n=1}^{n=t_a} I_n (1+i+i')^{t_a-n}}{1 + [i'/(i+i')] [(1+i+i')^{t_a} - 1]} \quad (4.33)$$

En donde el numerador representa el valor combinado al tiempo de abandono (t_a) del pago de ingresos de efectivo anual, I_n (sin depreciación), incluyendo interés compuesto a la tasa de interés total ($i + i'$).

Este puede ser de interés para notar que, si la tasa de interés segura (i) es cero, esta ecuación reduce a la ecuación de evaluación por el método de flujo de efectivo descontado, si los factores de interés compuesto a la tasa especulativa (i') es aplicados al final del año en ves del medio año:

$$C_i = \sum_{n=1}^{n=t_a} I_n (1+i')^{-n} \quad (4.34)$$

Para encontrar la tasa de retorno correspondiendo a un precio de compra por el método de Morkill, sin solución directa es posible y uno tiene que recurrir a un procedimiento de ensayo y error. El método de Morkill es ilustrado en la Figura 4.15 el cual muestra la utilidad neta, las contribuciones al fondo de amortización, y crecimiento del fondo de amortización si este método fuera aplicado a la misma empresa riesgosa del otro ejemplo que incrementa un ingreso \$100,000/año igualmente de 10 años. Como en el método de Hoskold, se asumido que una tasa de retorno especulativa nominal (j') fuera deseada del 15%/año, mientras la tasa de interés nominal (j) es 15 % / año.

La línea horizontal en la parte superior del diagrama representa la tasa constante de los ingresos (I) de \$100,000 / año. Las otras curvas para este caso de gasto constante son calculadas de la ecuación diferencial básica por el método de Morkill.

$$I dt + j S dt = j'(C_i - S) dt + dS \quad (4.35)$$

La integración de esta ecuación para ingreso de gasto constante entre los límites $t = 0, S = 0$ y $t = t_a, S = C_i$ dejado al valor evaluado (C_i) para una tasa de interés nominal especulativa ($j' = 0.15$) y una tasa de interés nominal segura ($j = 0.05$).

$$C_i = \frac{[e^{(j+j')t_a} - 1]I}{j + j'e^{(j+j')t_a}} \quad (4.36)$$

$$C_i = \frac{[e^{(0.20)(10)} - 1](100,000)}{0.05 + (0.15)[e^{(0.20)(10)}]} = \$551,560,$$

el crecimiento de fondo de amortización es mostrado por la curva en la porción del fondo de la Figura 4.15 junto con la porción de la inversión remanente sin retorno ($C_i - S$). La porción de la utilidad neta (P) de los ingresos de operando (I) mostrado en la parte superior es por definición igual a j' veces la cantidad $C_i - S$. Esto se puede notar de la carta que la tasa de retorno (j') es la relación constante de la utilidad neta (P) y el balance de inversión sin retorno ($C_i - S$), y el fondo de amortización esté creciendo lentamente al principio y rápido hacia el final y este se mantiene igual con el agotamiento actual de la fuente de ingresos.

Este método también es referido como el método promedio de los libros¹⁸, es cercanamente relacionado para muchos de los conceptos usados en los procedimientos de contabilidad de las compañías petroleras convencionales y calcula la tasa de retorno sobre una inversión propuesta como la relación de la utilidad neta promedio anual sobre la vida de la empresa riesgosa (después del agotamiento) al libro de inversiones promedio sobre su vida. Este toma en cuenta el patrón de agotamiento actual y provee los resultados que son compatibles con la tasa de retorno promedio, después mostrada por unos libros de la compañía. Con amortización de una inversión en año base de unidad de producción o en proporción para el agotamiento de las reservas, el valor evaluado por este método puede ser expresado por el caso donde el ingreso neto por unidad de producción es constante como:

$$C_i = \frac{\sum I}{1 + i' \sum_{n=1}^{n=t_a} \left[1 - \frac{(Np)_{n-1/2}}{(Np)_a} \right]} \quad (4.37)$$

en donde $\sum I$ representa el total de los pagos de los ingresos netos de operación en años sucesivos:

$$\sum_{n=1}^{n=t_a} I_n$$

i' es la tasa de retorno especulativa deseada, $(Np)_{n-1/2}$ la producción acumulada en el punto medio del año n . Y $(Np)_a$ la última producción acumulada o estimada al tiempo de abandono.

Aunque este método es comparativamente simple, este ha encontrado solamente aplicación limitada.

La tasa de retorno (i') para un precio de compra dada (C_i) puede ser calculada directamente por:

$$i' = \frac{(\Sigma I / C_i) - 1}{\sum_{n=1}^{n=t_a} \left[1 - \frac{(Np)_{n-1/2}}{(Np)_a} \right]} \quad (4.38)$$

y para el caso de gasto constante por:

$$j' = 2 \left(\frac{1}{C_i} - \frac{1}{t_a} \right) \quad (4.39)$$

sus principales características son ilustradas en la Figura 4.16, el cual muestra la utilidad neta (P), la cantidad reservada por agotamiento (D_E) y el agotamiento acumulada (ΣD_E) si el método de contabilidad fuera aplicado a la misma empresa riesgosa como antes que producirá \$100,000/año de ingreso igualmente a 10 años. Este se asume que una tasa de retorno promedio especulativa (j') del 15%/año es deseada. La línea horizontal en la parte superior de la figura representa la tasa de ingresos de \$100,000/año. Por que la tasa de ingresos y el agotamiento de las reservas para este caso simplificado se asume ser constante, las cantidades reservadas por agotamiento (D_E) son además también mostradas por una línea recta horizontal. Simultáneamente el agotamiento acumulada es la parte inferior del diagrama es una línea recta corriendo de cero en el inicio del capital invertido (C_i) al tiempo de abandono (escala en el lado derecho).

Por definición la tasa de retorno (j') es el promedio de la utilidad neta (P) dividido por el balance de inversión promedio (C_B) y es también igual al total de la utilidad neta anual como representado por el área del rectángulo ABCD en la parte superior del diagrama dividido por el total del balance de inversión anual como representada por el área del triangulo EFG en la porción del fondo de le diagrama o algebraicamente.

$$t_a(I - D_E) = j't_a \frac{C_i}{2},$$

mientras

$$D_E = \frac{C_i}{t_a}$$

así que, después de la sustitución,

$$C_i = \frac{t_a I}{1 + \frac{j't_a}{2}} = \frac{(10)(100,000)}{1 + \frac{(0.15)(10)}{2}} = \$571,400 \quad (4.40)$$

esto se puede notar que el método en contraste a aquello previamente discutido, permitido para un patrón de agotamiento que sigue el agotamiento del origen de los ingresos. Este es indicado por el caso de gasto constante por la línea recta diagonal de la porción del fondo de la Figura 4.16.

4.8.5 Método de la Tasa de Retorno Promedio Anual

El Método Tasa De Retorno Anualizada Promedio, ilustrada en la Figura 4.17 es normalmente una refinación del método de Contabilidad y debido a la aplicación del concepto del Valor Presente a la utilidad neta anual y el balance de inversión neta remanente, simplifica los cálculos y propiamente el patrón del tiempo de los ingresos^{1,2}.

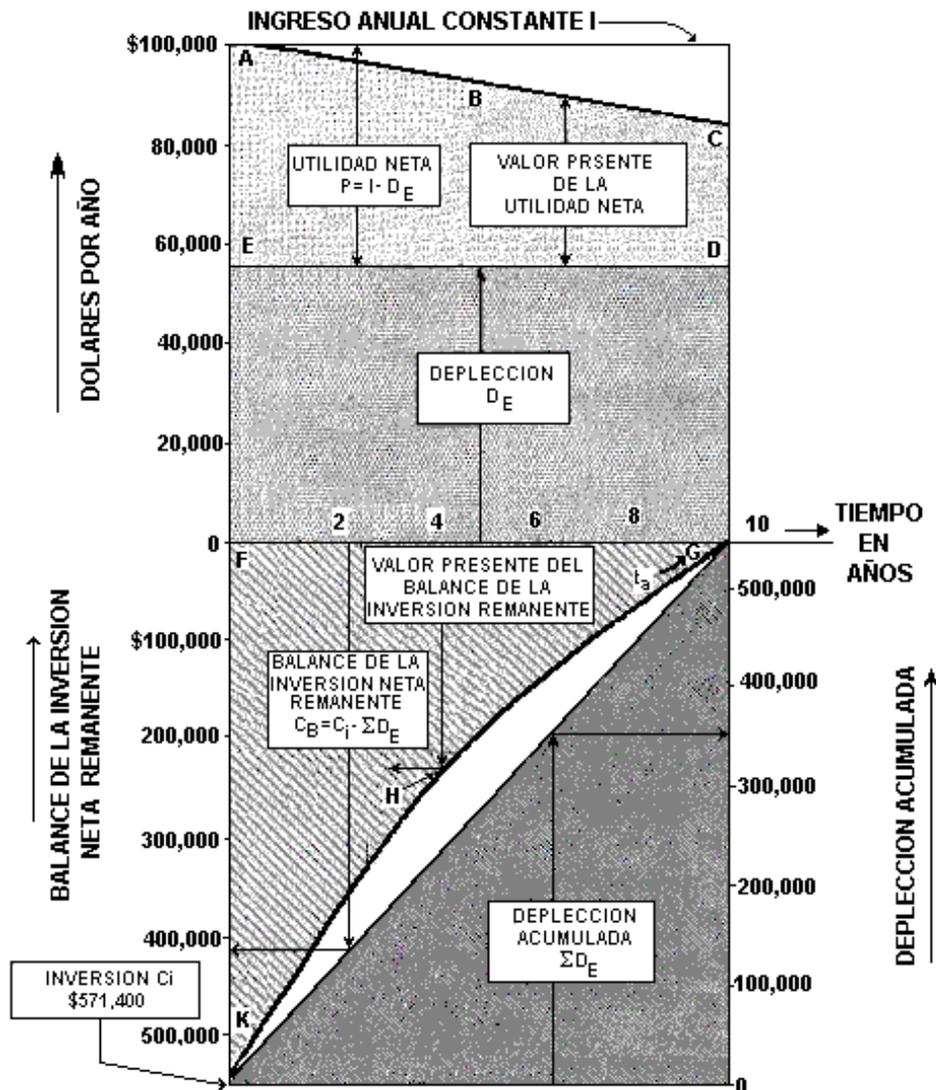


Fig. 4.17 Método Promedio Tasa de Retorno Anual¹. Tasa de Retorno j' = Valor Presente de $\sum P$ / valor Presente de $\sum C_B = \text{Área ABCDE} / \text{Área FGHK}$. Al tiempo de Abandono $C_j = \sum D_E$ (sin interés)

La tasas de retorno promedio, calculada por este método es esencialmente la relación del valor presente de la utilidad neta futura (después del agotamiento) al valor presente de la inversión neta de los libros sobre la vida de una propiedad⁶. El método es particularmente recomendado para inversiones en propiedades productoras de gas y aceite, donde la amortización del capital invertido es acostumbradamente sobre una unidad de la base de la producción y además es proporcional al agotamiento de las reservas. La tasa de retorno promedio anual usada en este método corresponde cercanamente a una después mostrada por los libros de la compañía, mientras el patrón del tiempo del pago de los ingresos es propiamente tendencioso. La ecuación es particularmente simple en sus aplicaciones por que el descuento del valor presente necesita ser echo solamente por la tasa de interés segura (i). Por que esta tasa de interés es normalmente un numero fijo, una serie de cartas del factor de aplazamiento promedio para los tipos más comunes de declinación de la producción pueden ser preparadas por adelantado.

De acuerdo a Arps² el valor evaluado por el método de tasa de retorno promedio anual para el caso donde los ingresos de operación netos por unidad de producción son constantes, puede ser calculado de:

$$C_i = \frac{F_{PV} \sum I}{(i'/i) - \left[\left(\frac{i'}{i} \right)^n - 1 \right] F_{PV}} \quad (4.41)$$

donde I representa el total de los pagos de los ingresos netos en años sucesivos,

$$\sum_{n=1}^{n=t_a} I_n$$

i' , e i son las tasas de interés segura y especulativa, respectivamente. F_{PV} es el factor diferido promedio sobre la producción e ingresos a la tasa de interés i .

La tasa de retorno (i') para un precio de compra dado (C_i) puede ser calculada directamente por la ecuación:

$$i' = \frac{iF_{PV}}{1 - F_{PV}} \left(\frac{\Sigma I}{C_i} - 1 \right) \quad (4.42)$$

la simplicidad relativa de aquellas cuestiones derivadas del hecho que con la amortización en una unidad de producción base, el factor diferido (F_{PV}) para el gasto de producción y el ingreso de operación neto será idéntico al factor diferido promedio aplicable a la cantidad anual puesta a un lado por la amortización. Para mas detalles de la deducción de la ecuación dirigirse a la Ref. 21. En caso donde el factor diferido en los ingresos netos de operación no es exactamente igual al factor diferido aplicable a los gastos de producción, tales como cuando los costos de producción por barril se incrementan con el tiempo, esto es normalmente usando el factor diferido promedio aplicable a la proyección de los ingresos de operación netos en la ecuación.

Las características principales de este método son ilustradas en la Figura 4.17, el cual muestra la utilidad neta (P), la cantidad reservada para el agotamiento (D_E) y el agotamiento acumulada (ΣD_E) si el método de la tasa de retorno promedio anual fuera aplicado a la misma empresa riesgosa como antes que produjera \$100,000 de ingresos igualmente en 10 años. Este fue otra vez asumido que una tasa de retorno especulativa promedio (j') de 15% /año es deseada. La línea horizontal en la parte superior de la figura representa la tasa de agotamiento anual y la línea horizontal en la porción inferior del diagrama, representa el agotamiento acumulada, son las mismas que las discutidas previamente por el método de contabilidad mostrado en la Figura 4.17.

El factor diferido del gasto constante promedio para composición continua, una tasa de interés nominal segura ($j = 0.05$), y una vida total ($t = 10$ años) puede ser leído de grafica de la Referencia 1 como $F_{CR} = 0.787$ así donde el capital de la inversión inicial (C_i) puede ser calculado por la Ecuación 39 como:

$$C_i = \frac{(0.787)(10)(100,000)}{(0.15/0.05) - [(0.15/0.05) - 1](0.787)} = \$551,900$$

el valor presente de la utilidad neta, descontado a la tasa de interés segura ($j = 0.05$) se muestra en la curva ABC, mientras el valor presente del balance de la inversión neta a la misma tasa de interés se muestra en la curva GHK en el diagrama de la parte del fondo. La tasa de retorno especulativa (j') con este método es entonces gráficamente representado por la relación de área ABCDE y el área FGHK.

4.8.6 Cálculo del Flujo de Efectivo Descontado o Valor Presente

Después de que los gastos de producción para las reservas proyectadas han sido preparados, se deben desarrollar consideraciones económicas para la evaluación. Esto incluye consideraciones para cualquier contrato de compra para el aceite y gas producido, cualquier requerimiento de capital, costos de operación estimados e impuestos (estatales, federales y locales) los costos de capital para la reparación de pozos o para desarrollo de perforación adicional, deben ser inventariados. Las instituciones financieras generalmente prefieren que las proyecciones, estén basadas en precios existentes sin consideraciones escala de precios o inflación de costos que han sido contratados. La dirección siempre ha incidido en la modelación de costos de precios que reflejan una, realidad mundial. Estas consideraciones económicas se extienden a un flujo de efectivo operante, el cual es descontado basándose en un factor de aplazamiento y luego estudiado por cualquier comparación o medida para poder escoger y definir el valor justo del mercado¹.

La Tabla 4.1 muestra un ejemplo de flujo de efectivo y cálculo de valor presente. Se ha proyectado un contrato hipotético con una vida futura estimada de siete años. El renglón (1) presenta la producción total del contrato para el periodo de siete años. El renglón (2) presenta la producción neta, se calcula multiplicando cada total de producción anual por el factor de interés de réditos (interés neto). La producción neta por el precio del producto da el ingreso del aceite en el renglón (3). Los impuestos de producción, en este caso para el estado de Arcos, están deducidos en el renglón (4). El número de pozos mensuales, operados cada año por los costos de operación por pozo mensual, es usado para calcular los costos de operación anuales totales mostrados en el renglón (6).

No se consideran gastos de capital en este proyecto; por tanto, la contribución de la compañía XYZ en los costos de operación y de capital llegan a ser los intereses de trabajo por los costos totales de operación anual. La contribución

indirecta federal (o impuestos) por ganancias adicionales fueran calculadas fuera del proyecto, de acuerdo a los lineamientos corrientes al tiempo de la evaluación y esta mostrados en el renglón (9). Los réditos netos futuros, mostrados en el renglón (10), llegan a ser los réditos totales de aceite menos los impuestos de producción, costos de capital y operación e impuestos por ganancias adicionales. Los aplazamientos anuales están mostrados sobre el renglón (11) y el flujo de caja descontado se muestra sobre el renglón (12).

Los réditos netos totales futuros, descontados para el contrato del ejemplo mostrado en al Tabla 4.1 son 1,499,941 dólares. La Tabla 4.2 muestra el resultado de la ayuda de equipo de procesamiento.

El método de flujo de efectivo descontado para hacer evaluaciones, es más aceptado en el primer paso de cualquier evaluación de producciones de gas y aceite.

PROYECCION DEL FLUJO DE EFECTIVO Y CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE LOS INTERESES DE LA COMPANIA PETROLERA XYZ EN PROPIEDAD PRODUCTORA DE ACEITE											
Operador: XYZ Co. Intereses De Los Ingresos: RI = 0.375 Intereses Trabajados: WI = 0.500		Precio De La Venta De Aceite = \$29.00 dol/fbl Impuestos De Produccion = 4.6% mas \$0.0019 dol/fbl Gastos De Operacion Estimados = \$800.00 dol/pozo-mensual		Arrendador : Carlos Lopez Campo: Rocas Roja Estado: Arcos Acres: 100 No. De Pozos: 1							
Paso	Estimacion Futura	Operacion	1/1/05	1/1/06	1/1/07	1/1/08	1/1/09	1/1/10	1/1/11	Total	
1	Contrato el Volumen De Produccion, bl		50,301	42,570	30,738	24,180	19,490	13,847	4,506	185,632	
2	Produccion Neta De XYZ bls	RI x Paso 1	18,863	15,964	11,527	9,068	7,309	5,193	1,690	69,614	
3	Ingresos Del Aceite, dolares	dolares Paso 2 x Precio	547,023	462,949	334,276	262,957	211,954	150,586	49,003	2,018,748	
4	Impuesto De Produccion, dolares	$[0.04 \times \text{Paso 3}] + [0.0019 \times \text{Paso 2}]$	25,199	21,326	15,399	12,113	9,764	6,937	2,258	92,996	
5	Produccion Del Pozo Por Mes	Pozo x mes	12	12	12	12	12	12	12	84	
6	Costos De Operacion, dls	Paso 5 x \$800	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	9,600	67,200	
7	Gastos De Capital, dls										
8	Costos De Capital mas Costos De Operacion De La Participacion De XYZ, dls		4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	33,600	
9	Impuesto Federal Neto Sobre El Consumo (WPT), dls	$WI \times [\text{Paso 6} + \text{Paso 7}]$	14,336	7,982	4,957	3,174	1,973	987	152	33,561	
10	Ingresos Netos Futuros ^{**} , dls		502,688	428,841	309,120	242,870	195,417	137,862	41,793	1,858,591	
11	Factor De Aplazamiento Anual Del 10%	$F_{LS} = (\text{Paso 1} + i)^{12 \cdot t}$	0.9535	0.8668	0.7860	0.7164	0.6512	0.5920	0.5382		
12	Flujo De Efectivo Del Valor Presente De XYZ		479,294	371,713	243,582	173,980	127,261	81,618	22,493	1,499,941	

* Calculado externamente de acuerdo a las regulaciones del momento de la evaluacion. Las Regulaciones pueden ser obtenidas de la ley de impuestos

** La estimacion de los impuestos debera hacerse durante esta etapa.

Tabla 4.1 Proyección del Flujo de Efectivo y Cálculo del Valor Presente

4.9 Método de Evaluación Económica de las Reservas Petroleras

Este método describe el proceso de evaluación de reservas económicas de hidrocarburos usando el software Merak con sus módulos PEEP (Programa de Evaluación Económica del Petróleo) y Volts (Sistema de Seguimiento del Volumen), como una solución para empresas petroleras como PEMEX Exploración y Producción en su área de Reservas de Hidrocarburos que cumplen con las autoridades mundiales en la categorización de las reservas²³.

En este contexto, el inicio de la implementación del sistema Valor y Riesgo del software Merak le ha permitido a PEMEX comenzar el proceso de evaluación y verificación de reservas en sus cinco categorías, con sus diferentes pronósticos de producción, los cuales permiten ver reflejados cualquier movimiento hecho en el ámbito de campo o yacimiento con solo observar los cambios hechos en los pronósticos de los pozos, aunado a ello tiene que el cálculo de reservas se hace desde un punto de vista técnico económico.

Los criterios para la definición y clasificación de las reservas son variados y obedecen tanto a consideraciones específicas de cada empresa, como a diferentes normas establecidas para tal fin.

En el caso de PEMEX Exploración y Producción (PEP) no es diferente al de otras compañías operadoras. Este capítulo pretende describir los criterios y metodologías de cálculo que bajo el uso del sistema Merak se usan para la determinación y estimación de sus reservas.

Es importante también comentar que estos procedimientos continuamente son revisados y actualizados, adecuando los flujos de trabajo establecidos a los cambios de nuevas versiones y elementos dentro del software.

El proceso de cálculo de reservas emplea diferentes fuentes de información, las cuales son analizadas e interpretadas empleando el sistema Merak. Esta forma de trabajo permite la incorporación de nueva información, la cuál es usada para revisar o actualizar estimaciones previas de reservas, siendo este un atributo importante del proceso de estimación de reservas, el cual asocia a las reservas un carácter dinámico.

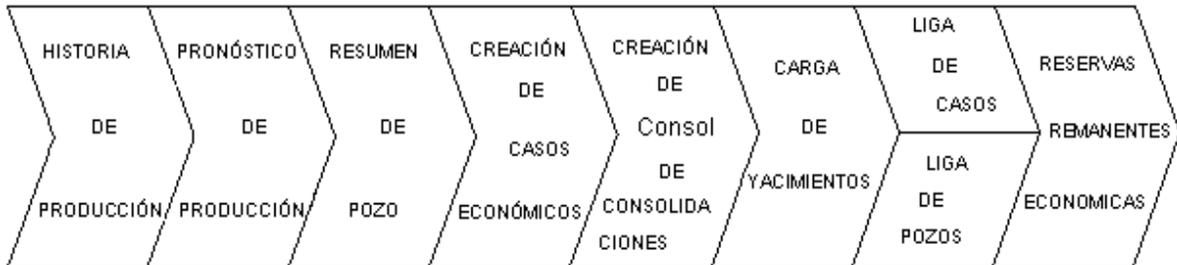
Las reservas de hidrocarburos no deben ser consideradas cifras estáticas, ya que su variabilidad es controlada por la incorporación de información adicional y por la heterogeneidad de los yacimientos. Por lo que se puede decir que la precisión de las reservas depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles, así como del proceso de interpretación de esta información.

Adicionalmente, los conceptos relacionados al gas como gas natural, gas entregado a plantas y gas seco son explicados considerando la producción de gas a boca de pozo, su transporte en ductos, su recepción en plantas y el gas obtenido de las mismas. También la noción de petróleo crudo equivalente es introducida destacando sus componentes: aceite crudo, condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente a líquido.

Los propósitos de este procedimiento son ayudar a una mejor documentación y análisis del proceso de estimación de reservas así como difundir los lineamientos acerca de cómo se deben reportar las reservas, bajo el uso del sistema Merak donde es posible integrar tanto datos técnicos con criterios económicos como son precios, costos de operación e inversiones y aún más importante el concepto de Límite económico el cual da la pauta para poder determinar el valor monetario del yacimiento y la vida económica del mismo.

El objetivo de este procedimiento es garantizar la transparencia de las cifras de reservas de hidrocarburos de los campos petroleros, poder analizarlas observar y reportar valores de reservas bajo un flujo de trabajo claro y preciso de fácil acceso y comprensión de los datos.

El flujo de trabajo para dicho método es el siguiente:



Generación de la historia de producción por pozo pertenecientes al campo o yacimiento.
Definición de los pronósticos de producción técnica de acuerdo a las categorías de reservas.
Agrupación de los pozos pertenecientes a un yacimiento o campo por medio de resumen de pozos.
Creación de casos económicos vinculando la información del pronóstico de "Pozos", carga de Premisas económicas por medio de plantillas.
Generación de Consolidación a nivel de yacimiento con casos económicos y de costos fijos. Exportación de Información de consolidación a un caso económico. Carga de costos de abandono.
Creación de yacimientos nuevos cargando la información general. Actualización de la información de yacimientos ya creados.
Obtención de la reserva remanente económica en Volts proveniente de la liga con el caso Producción acumulada anterior y del período proveniente de resumen de pozos del yacimiento.
Obtención de la reserva económica Obtención del factor de recuperación existente entre la información volumétrica y la de producción-pronóstico.

Fig. 4.18 Diagrama de la Metodología para Evaluar las Reservas Económicas²³.

4.9.1 Cálculo de los Indicadores Económicos

El aspecto económico es calculado en PEEP del software Merak con los siguientes pasos ^{23,24}:

- 1.- Crear casos individuales para cada uno de los pozos y cada una de las categorías de las reservas de cada pozo (aquellas son PDP, PD,1P,2P,3P).

El primer paso en el diagrama de flujo es el de crear un caso en PEEP por pozo y categoría de reserva. Se crean los casos, se cargan los precios y costos llamados “premisas” de una base de datos para el campo especificado, de igual manera son cargados los parámetros en el caso como son (Región, Distrito, Campo y categoría de reserva) además el tipo de hidrocarburo.

- 2.- Se crean registros para cada pozo en PEEP.

Se introduce la producción histórica y el pronóstico de producción para el aceite, gas o condensado. Se pueden crear varios pronósticos por producto, basándose en la categoría de reserva por cada pozo.

Los pronósticos de producción son creados para la documentación de pozos de gas y aceite de los campos más pequeños, los cuales normalmente no tienen modelos de simulación.

- 3.- Ligar los casos de PEEP a un registro de pozos en PEEP.

Ligar el pronóstico de producción de los pozos al producto en el caso dentro de PEEP por categoría de reservas. Es decir ligar el caso en PEEP de PDP al pronóstico de producción de PDP en el pozo ligado al documento. Esto significa que varios casos de PEEP pueden ser ligados a un solo documento de pozos que es integrado por más de una categoría de reservas.

4.- Revisar que los precios y costos de operación para el campo sean cargados correctamente en el caso de PEEP.

Si no se tienen, el usuario puede abrir el caso o grupo de casos y actualizar aquellas premisas (precios y costos de operación)

5.- Se crea un documento de consolidación y se calcula el Límite Económico de Grupo.

El grupo de casos que comparten por consolidación cada categoría de reservas las instalaciones de producción, se le adicionan los costos fijos, de abandono de campo y se calcula la producción, los indicadores de rentabilidad y el Límite Económico de Grupo. Los resultados son capturados en la base de datos a través del uso del software “Resultados PEEP-Volts” como un reporte.

El Límite Económico de Grupo calculado se usa para determinar la rentabilidad de un grupo de pozos específicos a un nivel de gastos por arriba del límite económico de pozo individual. Los costos directos (gastos de operación del pozo) determinan la rentabilidad de un pozo específico y es incluido en los casos de PEEP. El Límite Económico de Grupo calculado muestra la vida determinada de un grupo incluyendo los costos que no pueden ser determinados entre los pozos individuales.

Por ejemplo un campo de 10 pozos tiene una instalación central que es usada para recolectar o procesar la producción de los 10 pozos. Los costos podrían ser asignados en una unidad de producción base e incluido en cada caso individual de PEEP; sin embargo el costo por unidad cambiará con la producción dentro del campo, porque la instalación completa necesita producir más de un pozo.

Además aquellos costos del campo son considerados fijos y pueden ser agrupados con la producción de los pozos del campo, para determinar la rentabilidad y vida económica del campo entero.

Estos cálculos no abarcan la vida económica de un solo pozo, pero truncará la vida económica del grupo basándose en la rentabilidad del grupo incluyendo los costos fijos.

En suma los campos que tienen su vida económica basada en sus propios gastos fijos, pueden ser agrupados juntos con los gastos fijos adicionales que representan en general los costo directos. El Límite Económico de Grupo calculado puede ser usado para determinar la rentabilidad y vida económica de un distrito o región. Cualquier cambio en los perfiles de producción, precios del producto, costos fijos o de operación, se requieren para que el Límite Económico de Grupo se calcule, al igual que la rentabilidad y vida económica del grupo.

6.- Resumen de Pozos

Se crea un resumen de pozos por yacimiento, con el grupo de todos los pozos que comprenden el yacimiento. Aquel resumen de pozos será usado como la fuente de la producción acumulada histórica para Volts. En pocos casos donde los criterios económicos no son calculados en un pozo, (cuando los costos fijos por pozo son insignificantes) el pronóstico es creado, usando el caso en PEEP para calcular el pronóstico de producción económico a nivel de yacimiento.

4.9.2 Administración de las Reservas

La administración de las reservas se lleva a cabo en el módulo Volts del software Merak^{23,24}.

El proceso en Volts es el siguiente:

- 1.- Crear un Nuevo registro del yacimiento con su nombre e introducir la información volumétrica (Área, Espesor neto. Saturación de agua, porosidad, factores de volumen) y se calcula el volumen original de aceite (OVIP).

El hidrocarburo original es el volumen de hidrocarburos que es estimado y existe inicialmente en el yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a presión y temperatura existentes en el yacimiento. Se puede estimar a través de métodos determinísticos o probabilísticos.

El método volumétrico es uno de los más aplicados y empleados para el yacimiento o el campo al inicio de su desarrollo.

- 2.- La producción histórica recuperada o acumulada del yacimiento son principalmente el aceite, gas y condensado.

Se ligan los registros del resumen de pozos en PEEP al documento creado en Volts.

- 3.- Se calcula el volumen de reservas in-situ (RVIP).

Aplicando un factor de recuperación para OVIP. Este se calcula adicionando la producción histórica al volumen económico remanente. El pronóstico de la producción económica remanente se obtiene ligando el yacimiento en Volts al caso económico de PEEP o consolidación.

4.- Se calcula las reservas remanentes in-situ (RRIP)

RRIP = Recuperables Remanentes in-situ. Este es el volumen de aceite, gas o condensado remanentes en un yacimiento, los cuales pueden ser económicamente producidas a precios, costos e impuestos actuales.

Estos datos reflejan las reservas remanentes recuperables estimadas y al final de la ejecución o corrida.

$$RRIP = RVIP - (\text{Producción previa}) - (\text{Producción actual}) \quad (4.43)$$

por lo tanto:

$$RVIP = RRIP + (\text{Producción previa}) + (\text{Producción actual}) \quad (4.44)$$

sabiendo que:

$$RVIP = OVIP * FR \quad (4.45)$$

Este proceso de recuperación de PEEP de la producción histórica y el pronóstico de producción económico para calcular RVIP y RRIP es un método más exacto que el de usar el factor de recuperación total introducido directamente en Volts.

El factor de recuperación puede ser calculado en PEEP o en otra aplicación. Usando factores de recuperación no facilita la tarea de auditar el cálculo de las reservas, por que no esta directamente ligada a la fuente del cálculo del factor de recuperación.

$$FR = \frac{RRIP + (\text{Producción previa}) + (\text{Producción actual})}{OVIP} \quad (4.46)$$

5.- Se calcula el valor de productos derivados y el crudo equivalente.

El crudo equivalente es la suma del aceite crudo, condensados y otros líquidos recuperables en las instalaciones de producción, al igual que el gas seco equivalente a líquido. Su evaluación requiere el conocimiento acerca de los procesos aplicados al gas natural del punto de medición hasta la red de las plantas petroquímicas. La figura muestra la etapa de este cálculo.

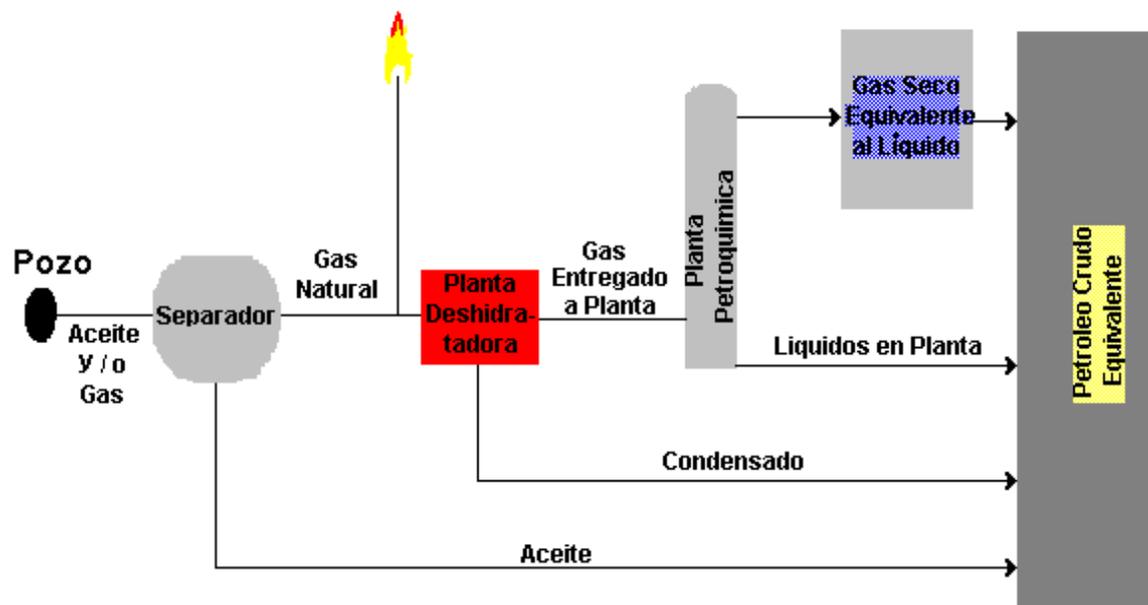


Fig. 4.19 Las Etapas en el Cálculo del Volumen del Petróleo Crudo Equivalente²⁵

Para calcular el OVIP, RVIP y RRIP para todos los productos derivados del gas producidos del yacimiento, es necesario definir los factores para determinar sus valores. Aquellos factores del campo están en función de las propiedades del gas (análisis PVT), de las condiciones de operación de las instalaciones y de la producción. Aquellos factores de los derivados del gas son calculados y cargados en la base de datos de VOLTS para cada yacimiento que produce gas, usando la herramienta acostumbrada. Aquellos factores son capturados como “productos

producidos” en Volts. El cálculo de los factores dará un porcentaje que es aplicado al volumen de los productos originales, para calcular el volumen de los productos derivados. Por ejemplo tu podrías calcular el gas disuelto como un porcentaje del aceite en el yacimiento. Asumiendo que cada barril de aceite contiene un cierto volumen de gas disuelto.

4.9.3 Reportes Predefinidos

Los reportes predefinidos son los grupos de reportes con información específica y concreta de parámetros que el usuario desea desplegar, estos se encuentran agrupados en diversas categorías como son:

- a. Reservas Remanentes
- b. Reservas Originales
- c. Volumen
- d. Reporte Internacional

4.9.4 Beneficios

Los principales beneficios de este proceso son:

- a. Habilidad para evaluar las reservas y su valor.
- b. Racionalización, uniforme en los procesos de los negocios.
- c. Reduce el tiempo de estimación de las reservas.
- d. Mejora la exactitud de las reservas informadas a través de datos consistentes de entrada.
- e. Diagrama de flujo flexible, transparente y auditable.
- f. Ambiente multiusuario y seguro.

CAPÍTULO 5

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Al inicio de esta tesis mencionamos que debido a las condiciones actuales de demanda de hidrocarburos y a la dificultad en la búsqueda y desarrollo de nuevos yacimientos, es vital la incorporación de elementos que nos ayuden a evaluar y asegurar la rentabilidad de los proyecto de inversión en esta área, como se vio en el capítulo cuatro, la evaluación económica se debe de incluir en la determinación de reservas.

En este capítulo se presenta una metodología para determinar la secuencia óptima de las reservas de hidrocarburos avaladas técnicamente, mediante la utilización del programa de evaluación Merak, desde el punto de vista de rentabilidad determinística y probabilística.

La primera sección utiliza el módulo PEEP, con la evaluación económica de un caso base para analizar la rentabilidad del proyecto, límite económico, fecha de la última recuperación y volumen de reservas, que son los resultados de la optimización económica determinística.

La segunda sección describe el procedimiento y los resultados del análisis de las reservas económicas al igual que la presentación de reportes, utilizando el módulo de Volts.

Siguiendo esta metodología se propone como ejemplo la evaluación de un proyecto de evaluación de reservas de aceite hipotético, ubicado en el activo Bellota-Chinchorro de la Región Sur.

Con este ejemplo se pretende mostrar que los proyectos de inversión en esta área además de ser rentables son estratégicos para el país.

Planteamiento del Problema

En base a la información geológica y de producción, se propone la evaluación de reservas por categoría, de pozos existentes y propuestos. El objetivo es consolidar casos base de reservas para las cinco categorías (PDP, PD, 1P,2P y 3P) antes mencionadas, mostrar los volúmenes de reservas y que tan rentable puede ser invertir en su extracción.

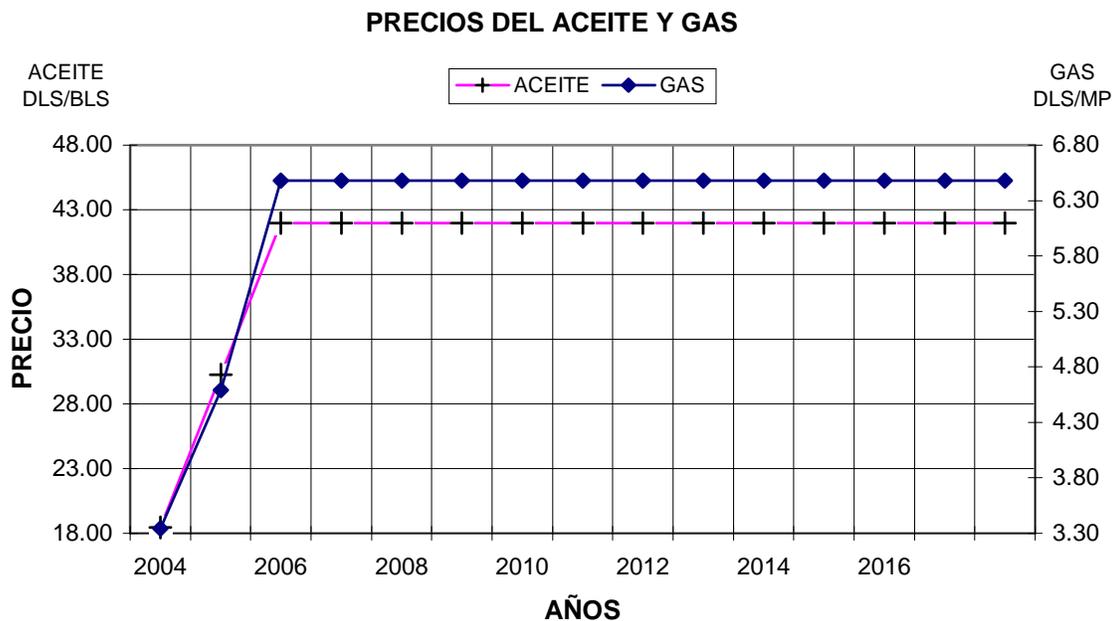
Descripción del Proyecto

Objetivo	<ul style="list-style-type: none">• Evaluar y estimar las reservas de aceite y gas del yacimiento.
Producto principal	<ul style="list-style-type: none">• Aceite y Gas.
Datos de Producción	<ul style="list-style-type: none">• Información recabada en el periodo de 1979-2004.
Pozos	<ul style="list-style-type: none">• UNAM 1001 km, UNAM1002 km, UNAM 1003 km, UNAM 1004km.
Región	<ul style="list-style-type: none">• Sur
Ambiente	<ul style="list-style-type: none">• Terrestre

Evaluación del Caso Base

El caso base para cada uno de los pozos será evaluado con las premisas propuestas para este ejemplo, pero se generan escenarios para el pronóstico de producción de cada pozo y grupo de pozos o consolidación por categoría de reserva. Los datos usados son la producción, precios, costos operativos y capital (inversión), esto con el fin de adecuar el caso base para utilizarlo en el módulo Volts para mostrar el volumen de reservas por categoría.

1. Pronósticos de Precios



El pronóstico se tomo de las premisas para el activo Bellota-Chinchorro utilizadas en la evaluación de proyectos en PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN del 2004 al 2018²⁴.

2. Costos Fijos y Variables.

CONCEPTO	UNAM KM PDP	UNAM KM PD	UNAM KM 1P	UNAM KM 2P	UNAM KM 3P
Variables (M\$)	4,045.00	8,307.00	37,209.00	39,063.00	39,063.00
Fijos (M\$)	21,436.00	30,784.00	23,740.00	37,209.00	37,209.00

Los Gastos de Operación están basados en las premisas para el Activo Bellota-Chinchorro.

3. Inversiones Estimadas.

CONCEPTO	UNAM KM PDP (MDLS)	UNAM KM PD (MDLS)	UNAM KM1P (MDLS)	UNAM KM 2P (MDLS)	UNAM KM 3P (MDLS)
Perforación	0.00	135.00	135.00	135.00	135.00
Terminación	0.00	90.00	90.00	90.00	90.00
Ductos y Líneas	0.00	0.00	0.00	14,169.00	14,169.00
Plantas y Equipos	0.00	0.00	7,084.00	7,084.00	7,084.00
Estudios	0.00	0.00	1,068.00	1,068.00	1,068.00
Otros	0.00	1,068.00	1,068.00	1,068.00	1,068.00
Abandono	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00

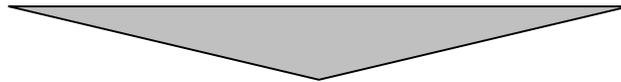
4. Perfil de producción

El perfil de producción para el caso base se determinó de la siguiente manera:

- En el programa de PEEP se determinó por historia de producción la reserva recuperable.
- Utilizando la curva de declinación exponencial y la reserva calculada, se determinó en el mismo programa el perfil de producción para el aceite y gas de cada categoría por pozo y consolidación.

a) Categoría PDP

Pozo	UNAM OIL 1 KM (PDP)	
Producto	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]
Producción Inicial	12.6316	24.09
Gasto Final	1.52187	2.55
Declinación	9.17%	
Relación Gas/Aceite	1.907 MMSCF/MSTB	
Reserva Estimada (PEEP)	1,312.12	2,511.14



Datos de producción

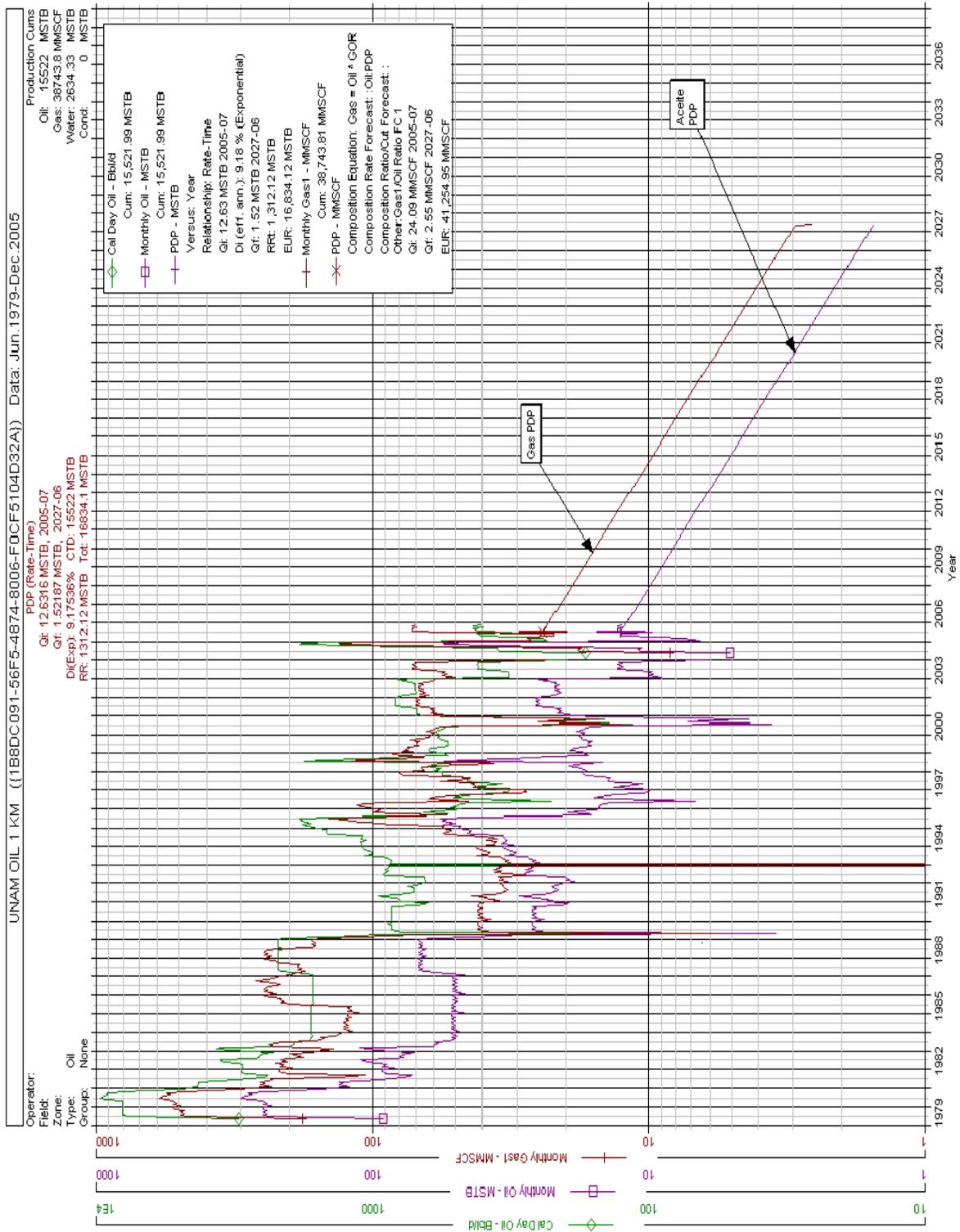


Fig. 5.1 Perfil de Producción Estimada para la Consolidación UNAM KM PDP

A UNAM KM PDP**Resumen del Flujo de Efectivo**

Fecha	Volumen Aceite MSTB	Volumen Gas MMSCF	Precio Aceite \$/Bbl	Precio Gas \$/MMBTU	Ingreso Total M\$	Cost. Oper. Total M\$	Inversión Total M\$	VPN M\$
2006(12)	137.70	263.70	41.97	6.48	7,408.00	353.00	0.00	4,894.00
2007(12)	125.10	239.50	41.97	6.48	6,728.00	328.00	0.00	3,957.00
2008(12)	113.60	217.60	41.97	6.48	6,111.00	306.00	0.00	3,191.00
2009(12)	103.20	197.60	41.97	6.48	5,550.00	285.00	0.00	2,565.00
2010(12)	93.70	179.50	41.97	6.48	5,041.00	267.00	0.00	2,065.00
2011(12)	85.10	163.00	41.97	6.48	4,578.00	250.00	0.00	1,639.00
2012(12)	77.30	148.10	41.97	6.48	4,158.00	235.00	0.00	1,302.00
2013(12)	70.20	134.50	41.97	6.48	3,777.00	221.00	0.00	1,027.00
2014(12)	63.80	122.10	41.97	6.48	3,430.00	209.00	0.00	805.00
2015(12)	57.90	110.90	41.97	6.48	3,115.00	197.00	0.00	626.00
2016(12)	52.60	100.70	41.97	6.48	2,830.00	187.00	0.00	481.00
2017(12)	47.80	91.50	41.97	6.48	2,570.00	177.00	0.00	365.00
2018(12)	43.40	83.10	41.97	6.48	2,334.00	169.00	0.00	272.00
2019(12)	39.40	75.50	41.97	6.48	2,120.00	161.00	0.00	198.00
2020(12)	35.80	68.60	41.97	6.48	1,925.00	154.00	0.00	139.00
2021(12)	32.50	62.30	41.97	6.48	1,749.00	148.00	0.00	93.00
2022(12)	29.50	56.60	41.97	6.48	1,588.00	142.00	0.00	56.00
2023(12)	26.80	51.40	41.97	6.48	1,443.00	136.00	0.00	28.00
2024(12)	22.40	42.90	41.97	6.48	1,206.00	121.00	0.00	7.00
Total	1,257.90	2,409.00	---	---	67,660.00	4,045.00	0.00	23,700.00

Tabla 5.1 Reporte Detallado para la Consolidación UNAM KM PDP**Resultado de la Evaluación Económica para la Consolidación UNAM KM PDP**

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VALOR PRESENTE NETO @	10%	23,700.00 M\$
	12%	21,534.00 M\$
TASA INTERNA DE RETORNO		>800.0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		0 MESES
VPN/VPI (RBC) @	0%	0.00 M\$/M\$
	12%	0.00 M\$/M\$
LÍMITE ECONÓMICO		2024/11
FECHA DE ÚLTIMA PRODUCCIÓN		2027/06
RECUPERACIÓN DE ACEITE		1,257.90 MSTB
RECUPERACIÓN DE GAS TOTAL		2,409.00 MMSCF

b) Categoría PD

Pozo	UNAM OIL 1 KM (PD)	
Producto	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]
Producción Inicial	12.6316	22.96
Gasto Final	1.52187	2.71
Declinación	9.17%	
Relación Gas/Aceite	1.818 MMSCF/MSTB	
Reserva Estimada (PEEP)	3,136.53	6006.63



Datos de producción

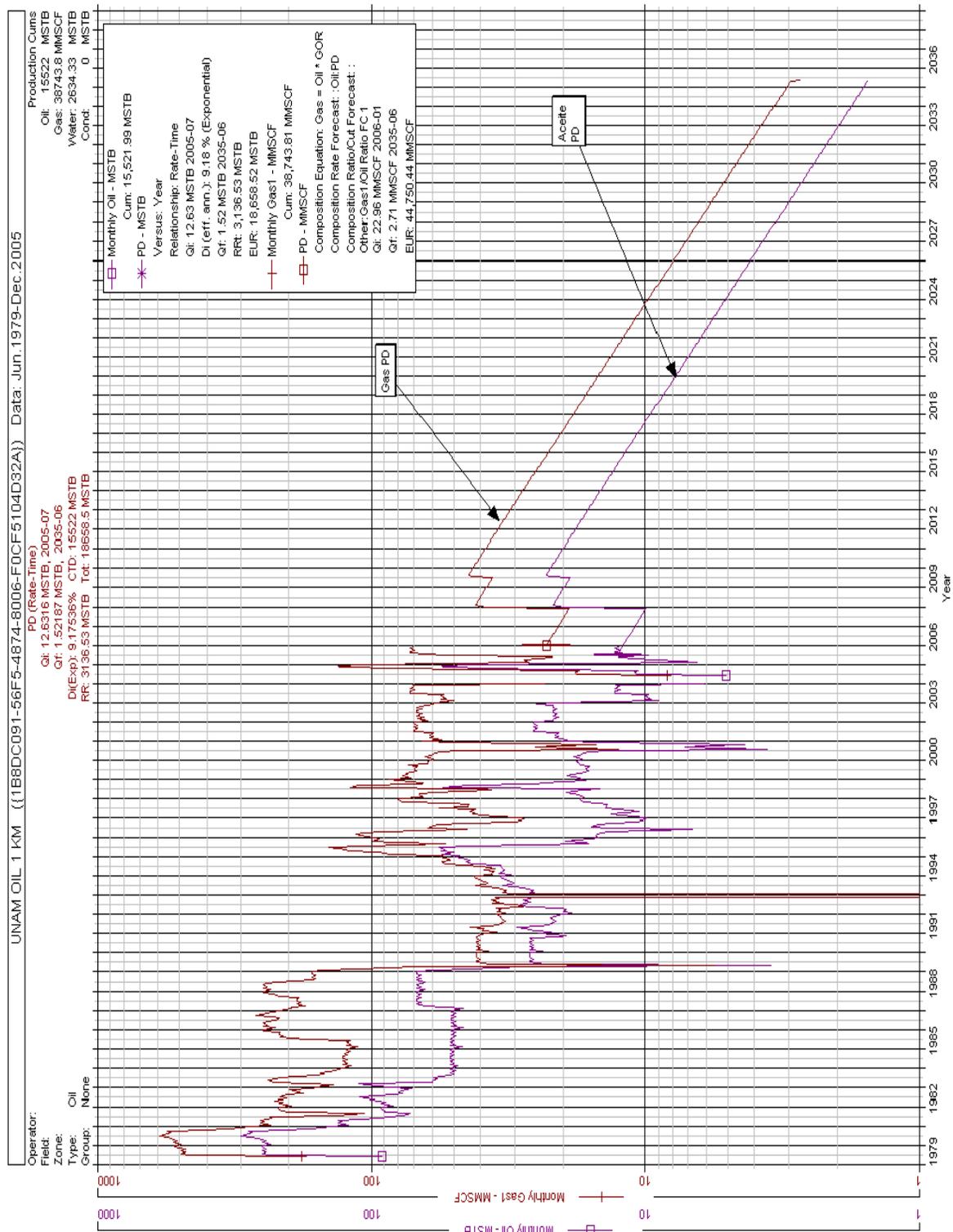


Fig. 5.2 Perfil de Producción Estimada para la Consolidación UNAM KM PD

A UNAM KM PD

Resumen del Flujo de Efectivo

Fecha	Volumen Aceite MSTB	Volumen Gas MMSCF	Precio Aceite \$/Bbl	Precio Gas \$/MMBTU	Ingreso Total M\$	Cost. Oper. Total M\$	Inversión Total M\$	VPN M\$
2006(12)	137.70	263.70	41.97	6.48	7,408.00	353.00	135.00	5,261.00
2007(12)	125.10	239.50	41.97	6.48	6,728.00	328.00	0.00	4,353.00
2008(12)	250.30	479.30	41.97	6.48	13,462.00	572.00	0.00	8,833.00
2009(12)	249.20	477.20	41.97	6.48	13,402.00	570.00	1,068.00	7,261.00
2010(12)	255.00	488.30	41.97	6.48	13,714.00	581.00	90.00	7,395.00
2011(12)	229.40	439.40	41.97	6.48	12,341.00	531.00	0.00	6,027.00
2012(12)	206.50	395.40	41.97	6.48	11,106.00	487.00	0.00	4,868.00
2013(12)	185.80	355.80	41.97	6.48	9,994.00	446.00	0.00	3,926.00
2014(12)	167.20	320.20	41.97	6.48	8,994.00	410.00	0.00	3,160.00
2015(12)	150.50	288.20	41.97	6.48	8,094.00	377.00	0.00	2,538.00
2016(12)	135.40	259.30	41.97	6.48	7,284.00	348.00	0.00	2,034.00
2017(12)	121.90	233.40	41.97	6.48	6,555.00	322.00	0.00	1,625.00
2018(12)	109.70	210.00	41.97	6.48	5,899.00	298.00	0.00	1,294.00
2019(12)	98.70	189.00	41.97	6.48	5,308.00	277.00	0.00	1,027.00
2020(12)	88.80	170.10	41.97	6.48	4,777.00	257.00	0.00	811.00
2021(12)	79.90	153.10	41.97	6.48	4,299.00	240.00	0.00	637.00
2022(12)	71.90	137.70	41.97	6.48	3,869.00	224.00	0.00	497.00
2023(12)	64.70	124.00	41.97	6.48	3,481.00	210.00	0.00	384.00
2024(12)	58.20	111.50	41.97	6.48	3,133.00	198.00	0.00	295.00
2025(12)	52.40	100.40	41.97	6.48	2,819.00	186.00	0.00	223.00
2026(12)	47.20	90.30	41.97	6.48	2,537.00	176.00	0.00	166.00
2027(12)	42.50	81.30	41.97	6.48	2,283.00	167.00	0.00	121.00
2028(12)	38.20	73.20	41.97	6.48	2,055.00	159.00	0.00	85.00
2029(12)	34.40	65.80	41.97	6.48	1,849.00	151.00	0.00	57.00
2030(12)	30.90	59.20	41.97	6.48	1,664.00	145.00	0.00	36.00
2031(12)	27.80	53.30	41.97	6.48	1,497.00	138.00	0.00	19.00
2032(12)	25.10	48.00	41.97	6.48	1,348.00	133.00	0.00	6.00
2033(12)	3.90	7.50	41.97	6.48	211.00	22.00	0.00	0.00
Total	3,088.40	5,914.40	---	---	166,111.00	8,307.00	1,293.00	62,936.00

Tabla 5.2 Reporte Detallado para la Consolidación UNAM KM PD

Resultado de la Evaluación Económica para la Consolidación UNAM KM PD

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VALOR PRESENTE NETO @	10%	62,936.00 M\$
	12%	56,383.00 M\$
TASA INTERNA DE RETORNO		>800.0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		0 MESES
VPN/VPI (RBC) @	0%	> 99.00 M\$/M\$
	12%	67.96 M\$/M\$
LÍMITE ECONÓMICO		2033/02
FECHA DE ÚLTIMA PRODUCCIÓN		2035/06
RECUPERACIÓN DE ACEITE		3,088.40 MSTB
RECUPERACIÓN DE GAS TOTAL		5,914.40 MMSCF

c) Categoría 1P

Pozo	UNAM OIL 1001 Km (1P)		UNAM OIL 1002 Km (1P)		UNAM OIL 1 KM (1P)	
Producto	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]
Producción Inicial	15.22	59.11	21.3062	83.36	12.63	22.96
Gasto Final	0.91	1.91576	0.91	2.24	1.52	2.71
Declinación	9.36%		9.36%		9.18%	
Relación Gas/Aceite	3.884 MMSCF/MSTB		3.935 MMSCF/MSTB		1.817MMSCF/MSTB	
Reserva Estimada (PEEP)	1,746.82	6,812.58	2,490.14	9,782.70	3,136.53	6006.63



Datos de Producción

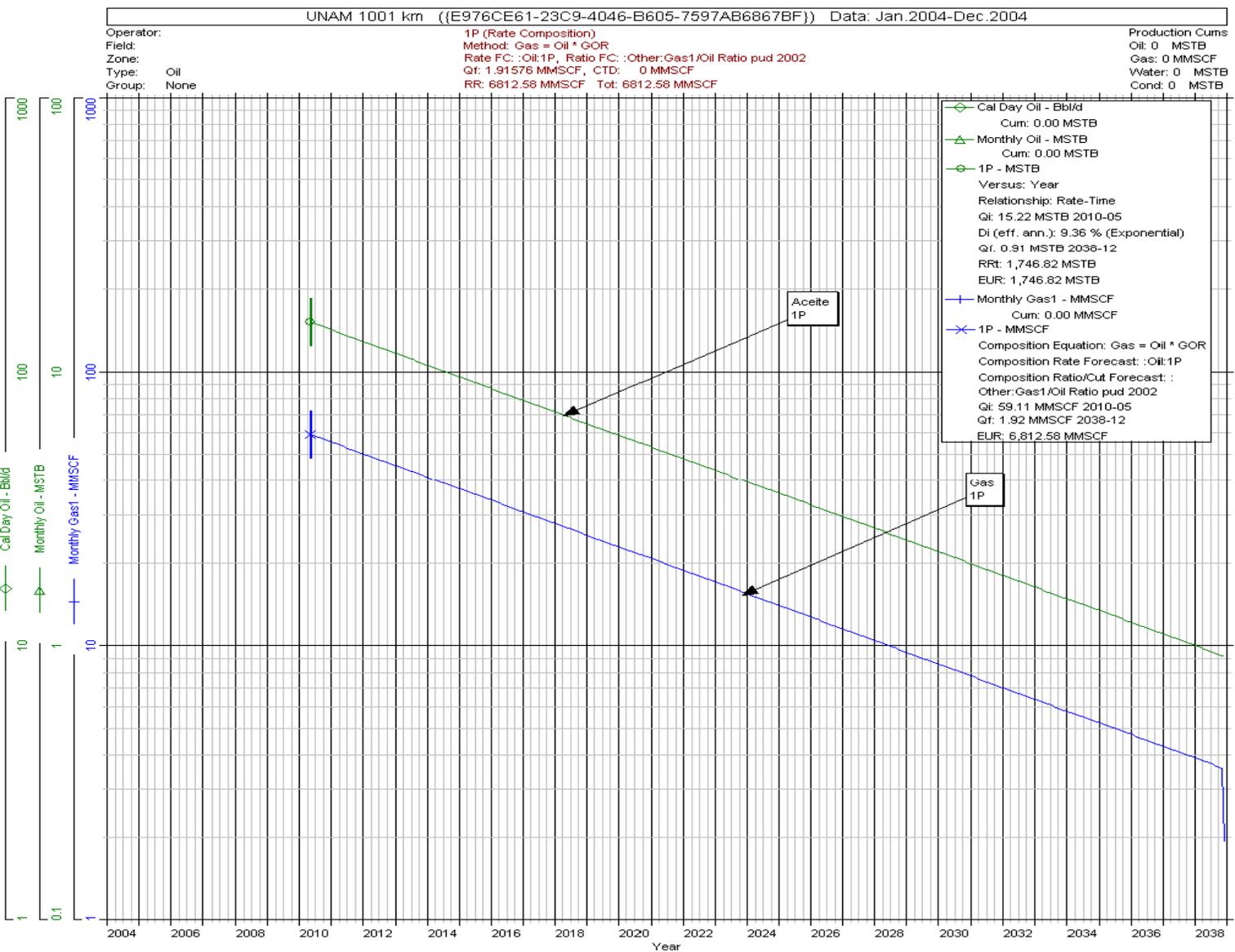
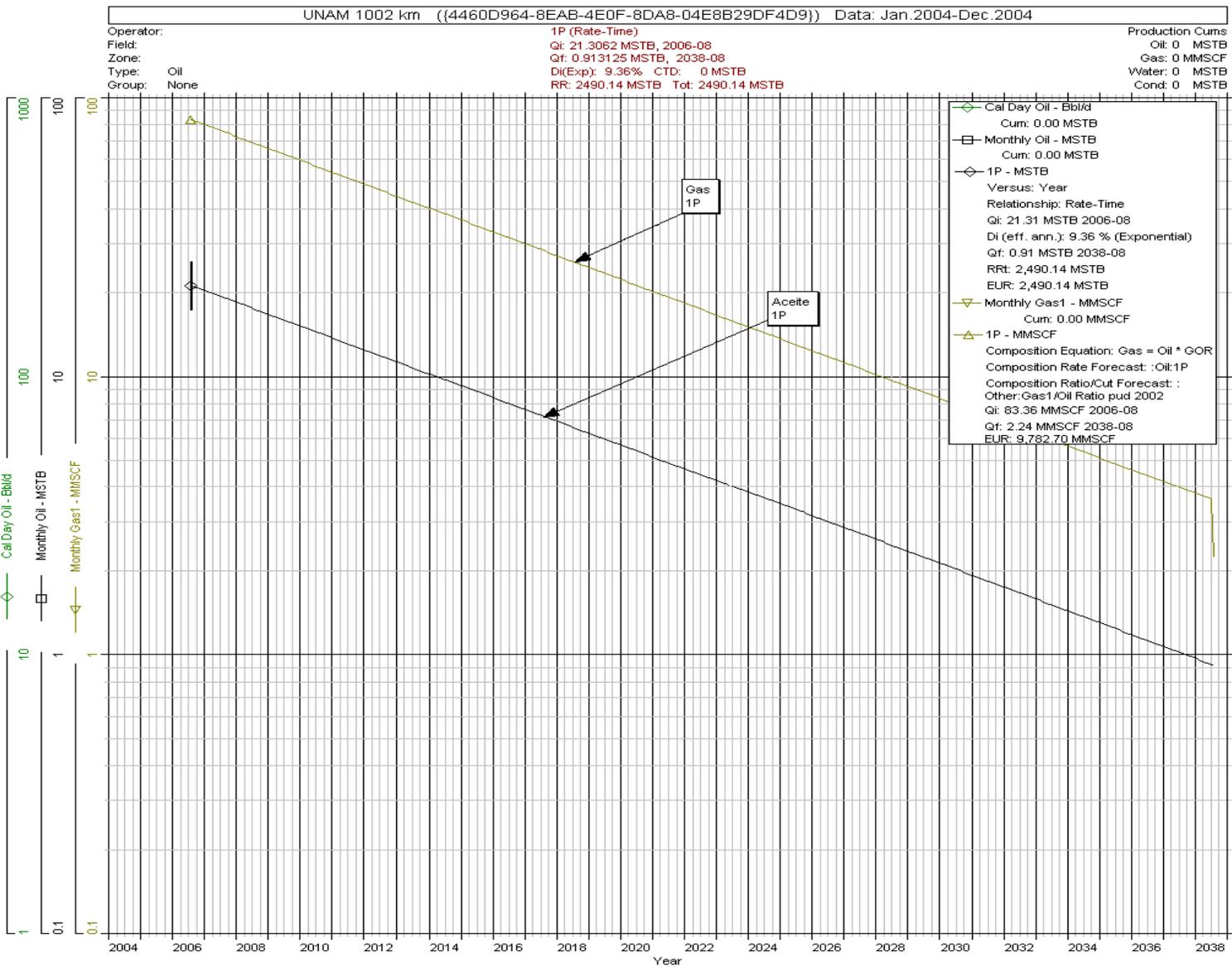


Fig. 5.3 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1001 km PDP

Fig. 5.4 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1002 km PDP



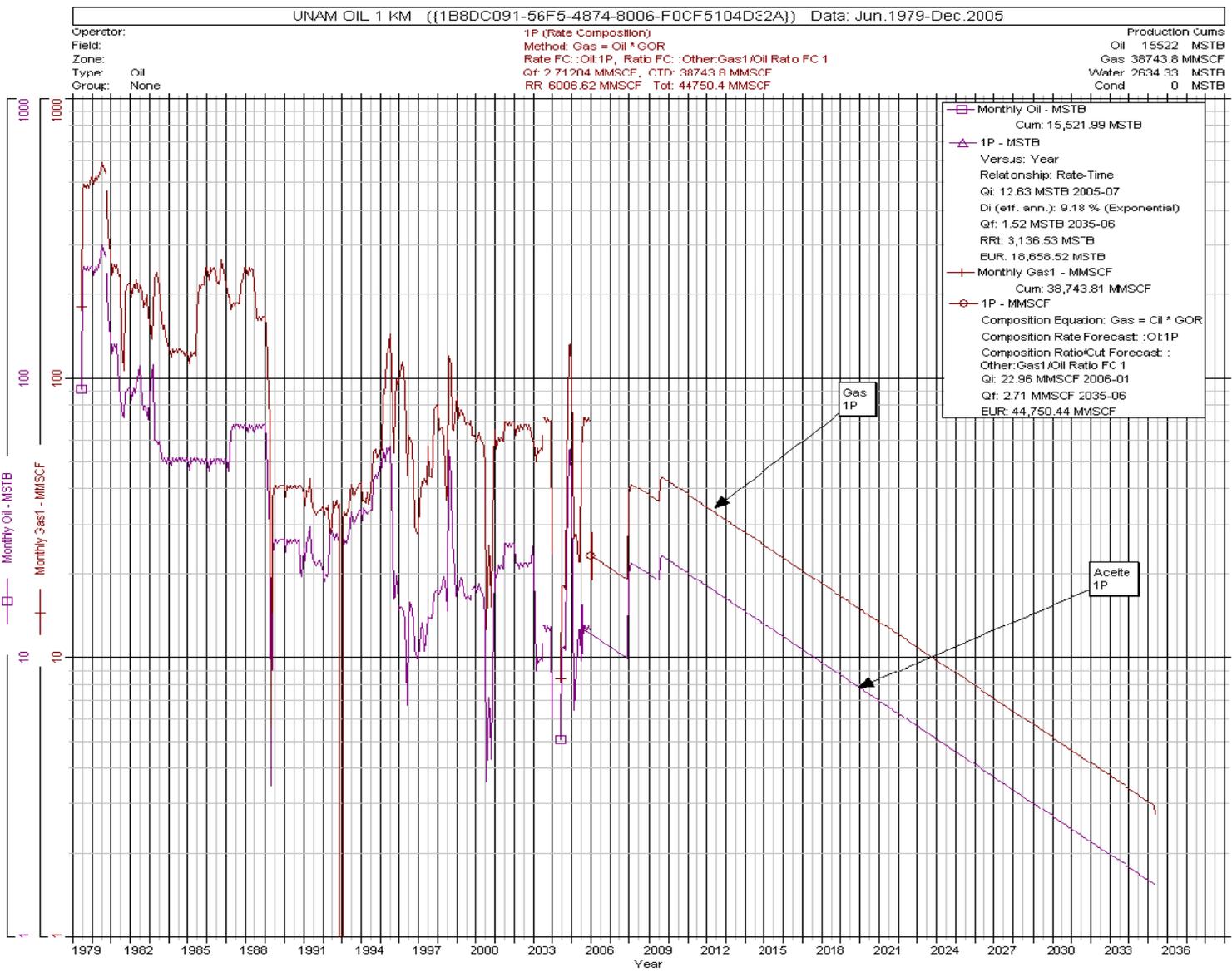


Fig. 5.5 Perfil de Producción Estimada para la Consolidación UNAM KM 1P

A UNAM KM 1P
Resumen del Flujo de Efectivo

Fecha	Volumen Aceite MSTB	Volumen Gas MMSCF	Precio Aceite \$/Bbl	Precio Gas \$/MMBTU	Ingreso Total M\$	Cost. Oper. Total M\$	Inversión Total M\$	VPN M\$
2006(12)	180.00	429.80	41.97	6.48	10,206.00	455.00	135.00	7,712.00
2007(12)	364.60	1,180.70	41.97	6.48	22,589.00	921.00	7,084.00	11,116.00
2008(12)	467.40	1,332.40	41.97	6.48	27,839.00	1,181.00	0.00	19,177.00
2009(12)	446.00	1,250.40	41.97	6.48	26,433.00	1,130.00	1,068.00	15,779.00
2010(12)	551.20	1,648.70	41.97	6.48	33,306.00	1,380.00	90.00	19,065.00
2011(12)	554.00	1,710.00	41.97	6.48	33,804.00	1,454.00	1,068.00	17,018.00
2012(12)	500.70	1,547.10	41.97	6.48	30,560.00	1,365.00	0.00	14,400.00
2013(12)	452.50	1,399.70	41.97	6.48	27,627.00	1,258.00	0.00	11,773.00
2014(12)	408.90	1,266.40	41.97	6.48	24,977.00	1,161.00	0.00	9,619.00
2015(12)	369.60	1,145.80	41.97	6.48	22,580.00	1,074.00	0.00	7,855.00
2016(12)	334.00	1,036.60	41.97	6.48	20,414.00	995.00	0.00	6,409.00
2017(12)	301.90	937.90	41.97	6.48	18,456.00	924.00	0.00	5,225.00
2018(12)	272.80	848.60	41.97	6.48	16,686.00	860.00	0.00	4,256.00
2019(12)	246.60	767.80	41.97	6.48	15,086.00	802.00	0.00	3,463.00
2020(12)	222.90	694.70	41.97	6.48	13,640.00	749.00	0.00	2,815.00
2021(12)	201.40	628.60	41.97	6.48	12,332.00	701.00	0.00	2,285.00
2022(12)	182.00	568.80	41.97	6.48	11,150.00	658.00	0.00	1,851.00
2023(12)	164.50	514.60	41.97	6.48	10,081.00	620.00	0.00	1,498.00
2024(12)	148.70	465.70	41.97	6.48	9,115.00	584.00	0.00	1,210.00
2025(12)	134.40	421.40	41.97	6.48	8,241.00	553.00	0.00	974.00
2026(12)	121.50	381.30	41.97	6.48	7,452.00	524.00	0.00	783.00
2027(12)	109.80	345.00	41.97	6.48	6,738.00	498.00	0.00	627.00
2028(12)	99.30	312.20	41.97	6.48	6,092.00	474.00	0.00	501.00
2029(12)	89.70	282.50	41.97	6.48	5,509.00	453.00	0.00	398.00
2030(12)	81.10	255.60	41.97	6.48	4,981.00	434.00	0.00	315.00
2031(12)	73.30	231.30	41.97	6.48	4,504.00	417.00	0.00	248.00
2032(12)	66.30	209.30	41.97	6.48	4,073.00	401.00	0.00	194.00
2033(12)	59.90	189.40	41.97	6.48	3,683.00	387.00	0.00	150.00
2034(12)	54.20	171.40	41.97	6.48	3,330.00	374.00	0.00	115.00
2035(12)	40.00	137.90	41.97	6.48	2,527.00	303.00	0.00	63.00
2036(12)	27.80	108.90	41.97	6.48	1,839.00	236.00	0.00	25.00
2037(12)	25.20	98.70	41.97	6.48	1,667.00	229.00	0.00	14.00
2038(12)	19.20	75.20	41.97	6.48	1,270.00	187.00	0.00	6.00
Total	7,371.50	22,594.20	---	---	448,788.00	23,740.00	9,445.00	166,938.00

Tabla 5.3 Reporte Detallado para la Consolidación UNAM KM 1P

Resultado de la Evaluación Económica para la Consolidación UNAM KM 1P

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VALOR PRESENTE NETO @	10%	166,938.00 M\$
	12%	147,080.00 M\$
TASA INTERNA DE RETORNO		>800.0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		12.50 MESES
VPN/VPI (RBC) @	0%	40.16 M\$/M\$
	12%	20.96 M\$/M\$
LÍMITE ECONÓMICO		2038/10
FECHA DE ÚLTIMA PRODUCCIÓN		2038/12
RECUPERACIÓN DE ACEITE		7,371.50 MSTB
RECUPERACIÓN DE GAS TOTAL		22,594.20 MMSCF

d) Categoría 2P

Datos de producción

Pozo	UNAM OIL 1003 Km (2P)		UNAM OIL 1004 Km (2P)	
Producto	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]
Producción Inicial	21.31	74.67	21.31	74.78
Gasto Final	0.91	1.36	0.91	2.44
Declinación	13%		10%	
Relación Gas/Aceite	3.504 MMSCF/MSTB		3.509 MMSCF/MSTB	
Reserva Estimada (PEEP)	1,757.24	6,194.29	2,322.67	8,187.40



Datos de producción

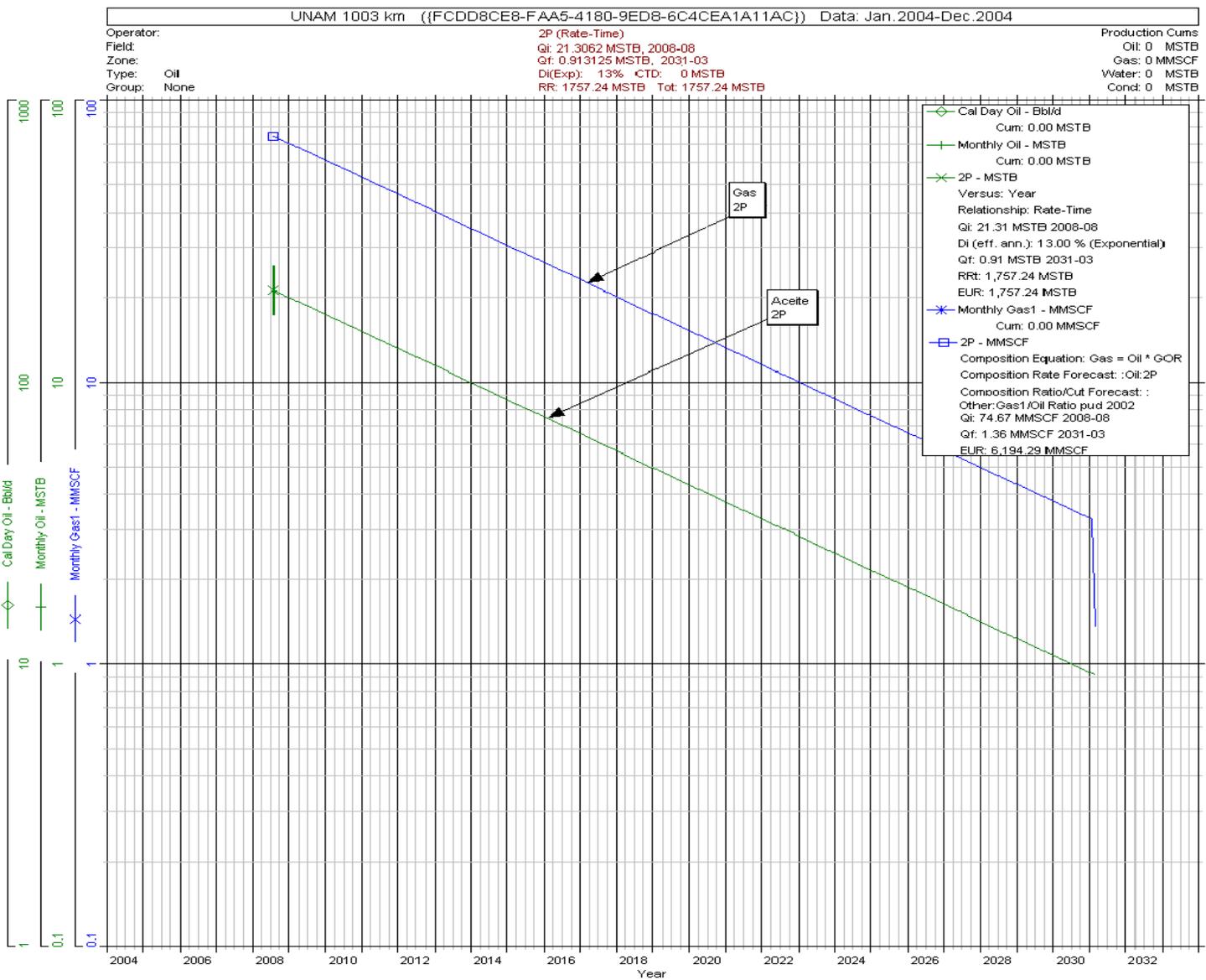


Fig. 5.6 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1003 km 2P

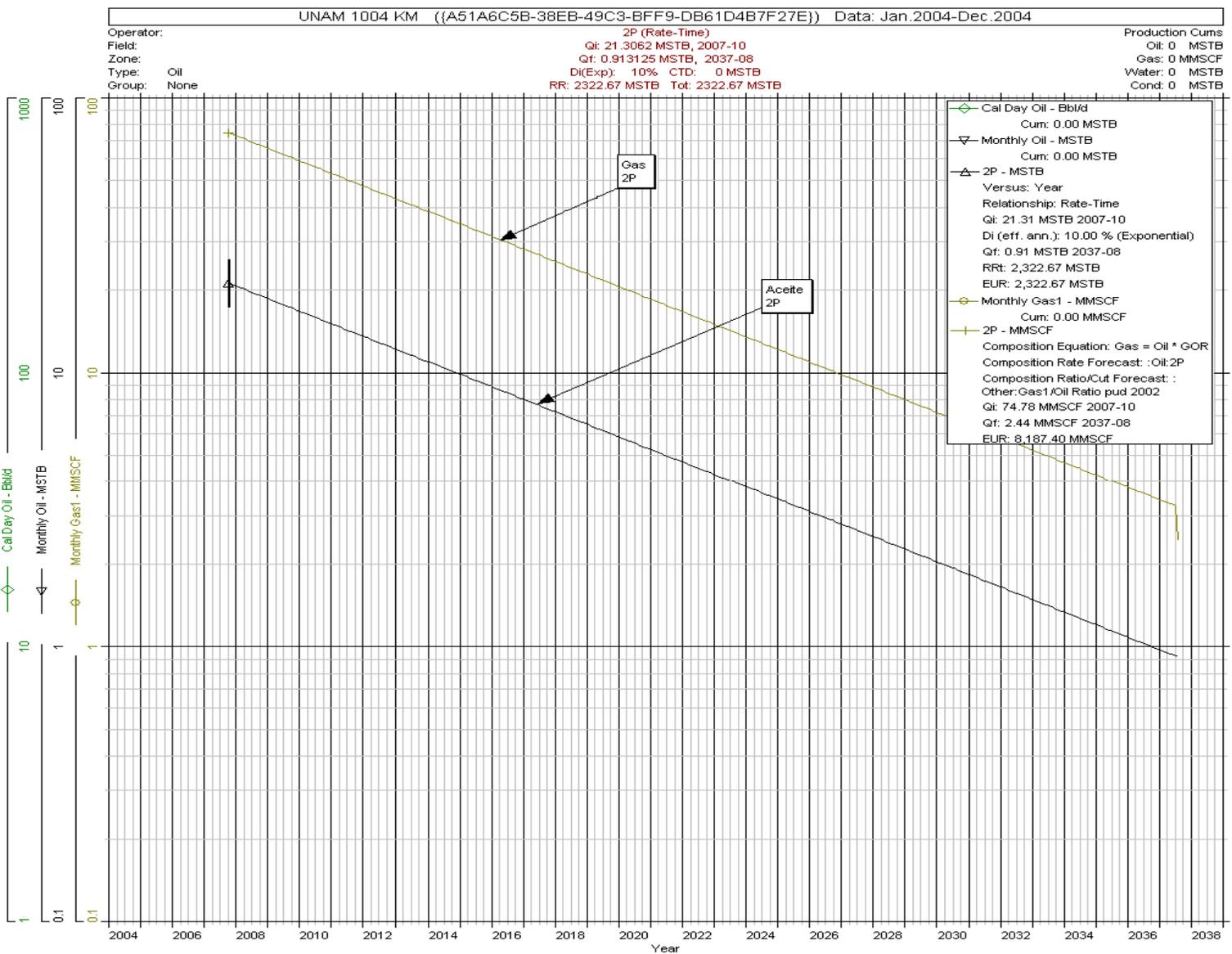


Fig. 5.7 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1004 km 2P

A UNAM KM 2P
Resumen del Flujo de Efectivo

Fecha	Volumen Aceite MSTB	Volumen Gas MMSCF	Precio Aceite \$/Bbl	Precio Gas \$/MMBTU	Ingreso Total M\$	Cost. Oper. Total M\$	Inversión Total M\$	VPN M\$
2006(12)	180.00	429.80	41.97	6.48	10,206.00	463.00	135.00	7,704.00
2007(12)	427.70	1,403.00	41.97	6.48	26,609.00	1,124.00	7,084.00	14,270.00
2008(12)	807.30	2,530.40	41.97	6.48	49,494.00	2,164.00	14,169.00	24,063.00
2009(12)	883.90	2,794.10	41.97	6.48	54,338.00	2,422.00	1,068.00	33,956.00
2010(12)	938.60	3,014.20	41.97	6.48	57,991.00	2,566.00	90.00	33,655.00
2011(12)	896.80	2,918.20	41.97	6.48	55,645.00	2,536.00	1,068.00	28,736.00
2012(12)	804.10	2,616.50	41.97	6.48	49,891.00	2,342.00	0.00	23,818.00
2013(12)	721.10	2,346.50	41.97	6.48	44,742.00	2,144.00	0.00	19,344.00
2014(12)	646.80	2,104.80	41.97	6.48	40,133.00	1,966.00	0.00	15,706.00
2015(12)	580.30	1,888.50	41.97	6.48	36,007.00	1,808.00	0.00	12,748.00
2016(12)	520.70	1,694.80	41.97	6.48	32,311.00	1,665.00	0.00	10,344.00
2017(12)	467.40	1,521.30	41.97	6.48	29,001.00	1,538.00	0.00	8,390.00
2018(12)	419.50	1,365.80	41.97	6.48	26,035.00	1,424.00	0.00	6,801.00
2019(12)	376.70	1,226.50	41.97	6.48	23,377.00	1,321.00	0.00	5,510.00
2020(12)	338.30	1,101.60	41.97	6.48	20,995.00	1,230.00	0.00	4,460.00
2021(12)	303.80	989.70	41.97	6.48	18,859.00	1,147.00	0.00	3,608.00
2022(12)	273.00	889.20	41.97	6.48	16,943.00	1,074.00	0.00	2,915.00
2023(12)	245.30	799.20	41.97	6.48	15,224.00	1,007.00	0.00	2,353.00
2024(12)	220.40	718.40	41.97	6.48	13,683.00	948.00	0.00	1,897.00
2025(12)	198.10	645.80	41.97	6.48	12,299.00	895.00	0.00	1,527.00
2026(12)	178.10	580.70	41.97	6.48	11,057.00	847.00	0.00	1,227.00
2027(12)	160.10	522.30	41.97	6.48	9,942.00	804.00	0.00	983.00
2028(12)	144.00	469.80	41.97	6.48	8,941.00	766.00	0.00	786.00
2029(12)	129.50	422.60	41.97	6.48	8,042.00	731.00	0.00	627.00
2030(12)	116.50	380.30	41.97	6.48	7,235.00	700.00	0.00	499.00
2031(12)	96.50	313.10	41.97	6.48	5,982.00	588.00	0.00	357.00
2032(12)	85.10	275.80	41.97	6.48	5,274.00	540.00	0.00	275.00
2033(12)	76.90	249.20	41.97	6.48	4,764.00	520.00	0.00	216.00
2034(12)	69.40	225.20	41.97	6.48	4,303.00	503.00	0.00	168.00
2035(12)	53.70	186.30	41.97	6.48	3,403.00	427.00	0.00	106.00
2036(12)	40.20	152.50	41.97	6.48	2,628.00	356.00	0.00	59.00
2037(12)	32.50	122.10	41.97	6.48	2,119.00	308.00	0.00	32.00
2038(12)	19.20	75.20	41.97	6.48	1,270.00	190.00	329.00	-8.00
Total	11,451.40	36,973.40	---	---	708,742.00	39,063.00	23,943.00	267,132.00

Tabla 5.4 Reporte Detallado para la Consolidación UNAM KM 2P
Resultado de la Evaluación Económica para la Consolidación UNAM KM 2P

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VALOR PRESENTE NETO @	10%	267,132.00 M\$
	12%	234,764.00 M\$
TASA INTERNA DE RETORNO		>800.0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		25.79 MESES
VPN/VPI (RBC) @	0%	13.73 M\$/M\$
	12%	20.96 M\$/M\$
LÍMITE ECONÓMICO		2038/10
FECHA DE ÚLTIMA PRODUCCIÓN		2038/10
RECUPERACIÓN DE ACEITE		11,451.40 MSTB
RECUPERACIÓN DE GAS TOTAL		36,973.40 MMSCF

e) Categoría 3P

Pozo	UNAM OIL 1003 Km (3P)		UNAM OIL 1004 Km (3P)	
	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]	ACEITE [mstb]	GAS [mmscf]
Producción Inicial	21.31	74.67	21.31	74.78
Gasto Final	0.91	1.36	0.91	2.44
Declinación	13%		10%	
Relación Gas/Aceite	3.504 MMSCF/MSTB		3.509 MMSCF/MSTB	
Reserva Estimada (PEEP)	1,757.24	6,194.29	2,322.67	8,187.40



Datos producción

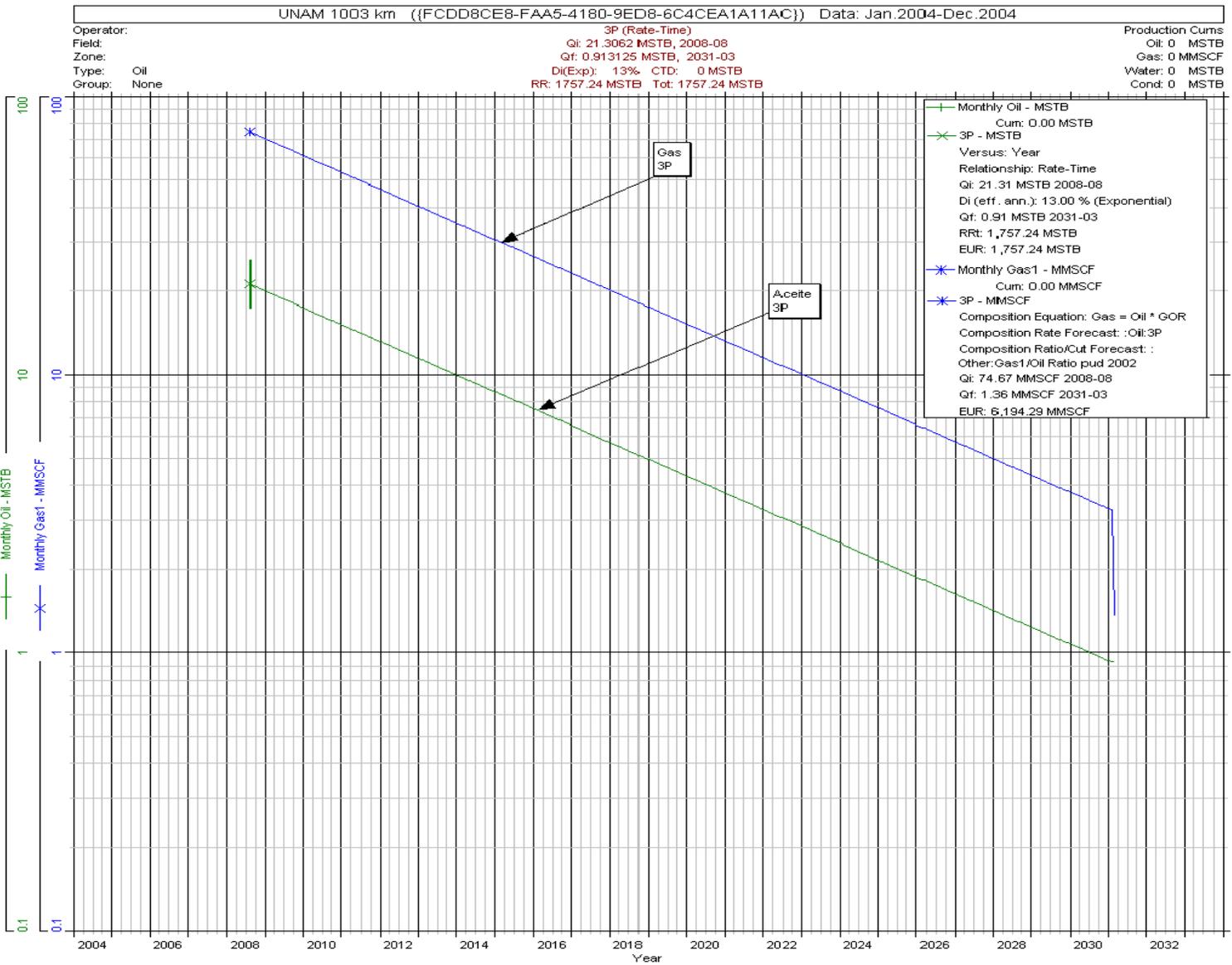


Fig. 5.8 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1003 km 3P

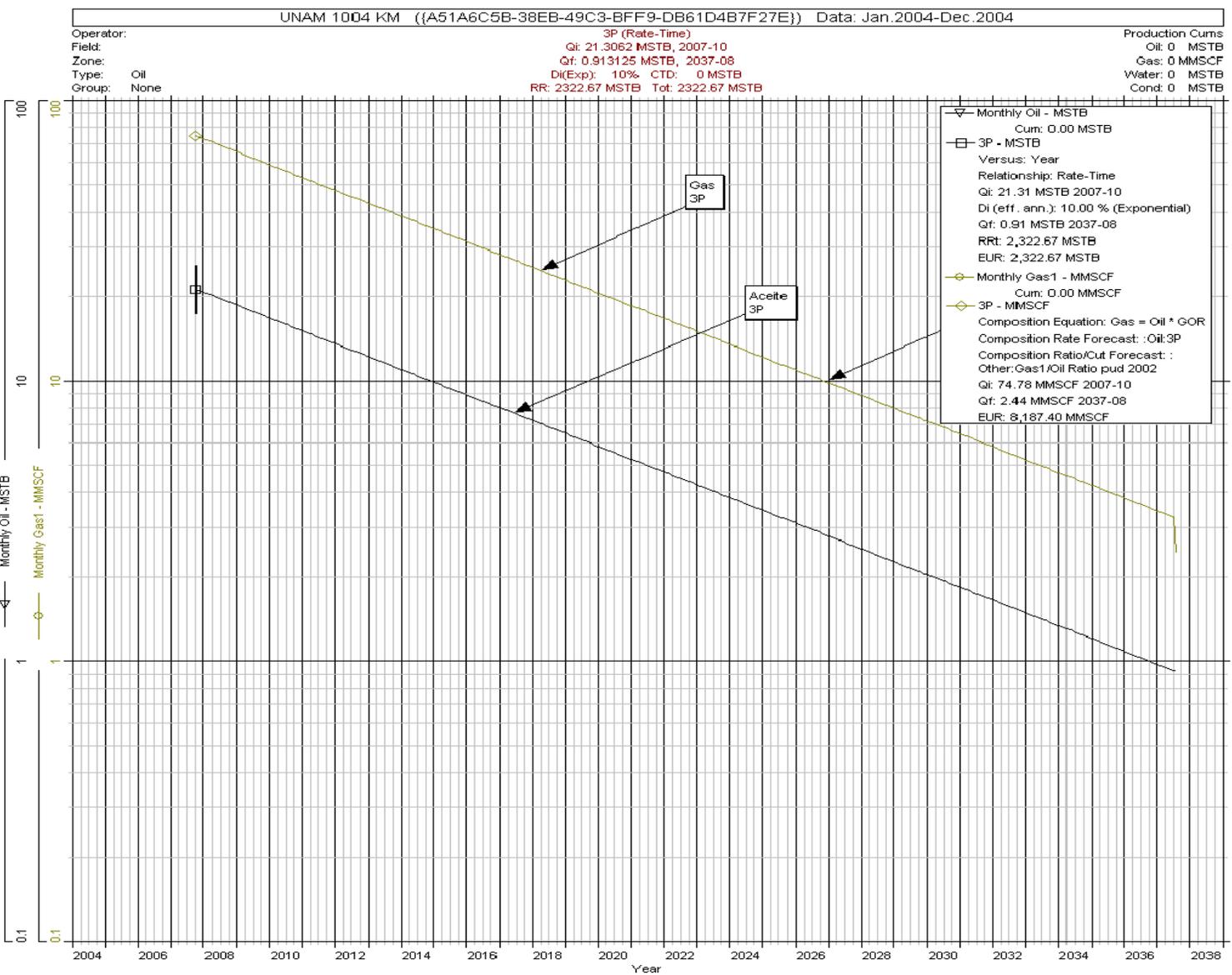


Fig. 5.9 Perfil de Producción Estimada para el Pozo UNAM 1004 km 3P

A UNAM KM 3P
Resumen del Flujo de Efectivo

Fecha	Volumen Aceite MSTB	Volumen Gas MMSCF	Precio Aceite \$/Bbl	Precio Gas \$/MMBTU	Ingreso Total M\$	Cost. Oper. Total M\$	Inversión Total M\$	VPN M\$
2006(12)	180.00	429.80	41.97	6.48	10,206.00	463.00	135.00	7,704.00
2007(12)	427.70	1,403.00	41.97	6.48	26,609.00	1,124.00	7,084.00	14,270.00
2008(12)	807.30	2,530.40	41.97	6.48	49,494.00	2,164.00	14,169.00	24,063.00
2009(12)	883.90	2,794.10	41.97	6.48	54,338.00	2,422.00	1,068.00	33,956.00
2010(12)	938.60	3,014.20	41.97	6.48	57,991.00	2,566.00	90.00	33,655.00
2011(12)	896.80	2,918.20	41.97	6.48	55,645.00	2,536.00	1,068.00	28,736.00
2012(12)	804.10	2,616.50	41.97	6.48	49,891.00	2,342.00	0.00	23,818.00
2013(12)	721.10	2,346.50	41.97	6.48	44,742.00	2,144.00	0.00	19,344.00
2014(12)	646.80	2,104.80	41.97	6.48	40,133.00	1,966.00	0.00	15,706.00
2015(12)	580.30	1,888.50	41.97	6.48	36,007.00	1,808.00	0.00	12,748.00
2016(12)	520.70	1,694.80	41.97	6.48	32,311.00	1,665.00	0.00	10,344.00
2017(12)	467.40	1,521.30	41.97	6.48	29,001.00	1,538.00	0.00	8,390.00
2018(12)	419.50	1,365.80	41.97	6.48	26,035.00	1,424.00	0.00	6,801.00
2019(12)	376.70	1,226.50	41.97	6.48	23,377.00	1,321.00	0.00	5,510.00
2020(12)	338.30	1,101.60	41.97	6.48	20,995.00	1,230.00	0.00	4,460.00
2021(12)	303.80	989.70	41.97	6.48	18,859.00	1,147.00	0.00	3,608.00
2022(12)	273.00	889.20	41.97	6.48	16,943.00	1,074.00	0.00	2,915.00
2023(12)	245.30	799.20	41.97	6.48	15,224.00	1,007.00	0.00	2,353.00
2024(12)	220.40	718.40	41.97	6.48	13,683.00	948.00	0.00	1,897.00
2025(12)	198.10	645.80	41.97	6.48	12,299.00	895.00	0.00	1,527.00
2026(12)	178.10	580.70	41.97	6.48	11,057.00	847.00	0.00	1,227.00
2027(12)	160.10	522.30	41.97	6.48	9,942.00	804.00	0.00	983.00
2028(12)	144.00	469.80	41.97	6.48	8,941.00	766.00	0.00	786.00
2029(12)	129.50	422.60	41.97	6.48	8,042.00	731.00	0.00	627.00
2030(12)	116.50	380.30	41.97	6.48	7,235.00	700.00	0.00	499.00
2031(12)	96.50	313.10	41.97	6.48	5,982.00	588.00	0.00	357.00
2032(12)	85.10	275.80	41.97	6.48	5,274.00	540.00	0.00	275.00
2033(12)	76.90	249.20	41.97	6.48	4,764.00	520.00	0.00	216.00
2034(12)	69.40	225.20	41.97	6.48	4,303.00	503.00	0.00	168.00
2035(12)	53.70	186.30	41.97	6.48	3,403.00	427.00	0.00	106.00
2036(12)	40.20	152.50	41.97	6.48	2,628.00	356.00	0.00	59.00
2037(12)	32.50	122.10	41.97	6.48	2,119.00	308.00	0.00	32.00
2038(12)	19.20	75.20	41.97	6.48	1,270.00	190.00	0.00	6.00
Total	11,451.40	36,973.40	---	---	708,742.00	39,063.00	23,614.00	267,147.00

Tabla 5.5 Reporte Detallado para la Consolidación UNAM KM 3P
Resultado de la Evaluación Económica para la Consolidación UNAM KM 2P

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO
VALOR PRESENTE NETO @	10%	267,147.00 M\$
	12%	234,772.00 M\$
TASA INTERNA DE RETORNO		>800.0
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		20.70 MESES
VPN/VPI (RBC) @	0%	25.81 M\$/M\$
	12%	13.73 M\$/M\$
LÍMITE ECONÓMICO		2038/10
FECHA DE ÚLTIMA PRODUCCIÓN		2038/12
RECUPERACIÓN DE ACEITE		11,453.00 MSTB
RECUPERACIÓN DE GAS TOTAL		36,981.00 MMSCF

- Comparado con las inversiones el VPN es un indicador de que los proyectos son rentables.
- La TIR deja márgenes de intereses muy altos.
- El tiempo de recuperación es muy corto comparado con el límite económico.
- Si se realizan los proyectos la RBC nos indica que las inversiones se pueden multiplicar por cada peso invertido.

Administración de las Reservas

Se crea un nuevo archivo del yacimiento en el módulo Volts, se introduce la información volumétrica para calcular el volumen original de aceite in-situ (OVIP), se liga el caso con el archivo generado en PEEP donde se calculó el volumen de reservas in-situ (RVIP). Teniendo toda la información necesaria, se procede a calcular el factor de recuperación y las reservas remanentes recuperables económicamente (RRIP). Por último se presentan los reportes de las reservas por categoría.

5. Generación del Archivo del Yacimiento en Volts.

Creando el archivo del Yacimiento en Volts, se introduce la información volumétrica de acuerdo a la categoría de reservas.

UNAM_ACEITE_1

VOLUMETRÍA					
Parámetro	PDP	PD	1P	2P	3P
Área [acre]	294.292	294.292	294.292	294.292	294.292
Espesor [ft]	75.299	75.299	75.299	75.299	75.299
Porosidad %	25.900	25.900	25.900	25.900	25.900
Sw %	13.400	13.400	13.400	13.400	13.400
Bo [rb/stb]	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395

Tabla 5.6 Datos Geológicos Propuestos para el Activo Bellota-Chinchorro de la Región Sur

6. Cálculo del Volumen de Reservas por Categoría en Volts.

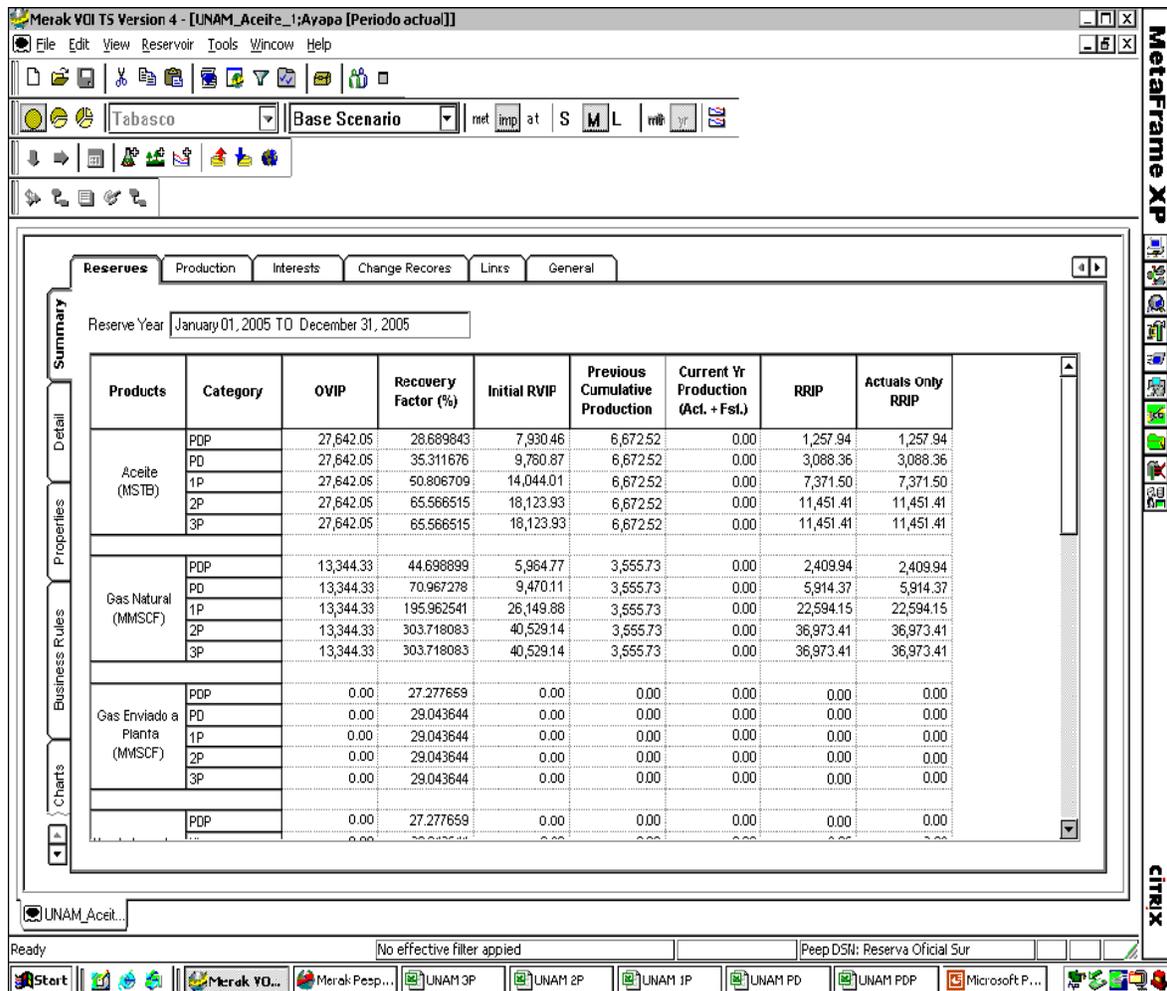


Fig. 5.10 Resultado de los Volúmenes de Reservas y el Factor de Recuperación en el Módulo Volts.

Este proceso de ligar de PEEP la producción histórica y el pronóstico de producción económico para calcular RVIP y RRIP, es un método más exacto que introducir un factor de recuperación directamente en el módulo de Volts.

7. Reporte de las Reservas Económicamente Recuperables.

Resultados Peep-Volts

(Valor Nominal)

Reporte Resultados Peep-Volts

Fecha	A UNAM KM PDP		A UNAM KM PD		A UNAM KM 1P		A UNAM KM 2P		A UNAM KM 3P	
	Volumen Gas MMSCF	Volumen Aceite MSTB								
2006(12)	263.75	137.72	263.75	137.72	429.79	179.99	429.79	179.99	429.79	179.99
2007(12)	239.55	125.09	239.55	125.09	1,180.67	364.64	1,403.04	427.73	1,403.04	427.73
2008(12)	217.57	113.61	479.33	250.30	1,332.36	467.43	2,530.36	807.29	2,530.36	807.29
2009(12)	197.61	103.19	477.19	249.18	1,250.38	445.99	2,794.11	883.93	2,794.11	883.93
2010(12)	179.48	93.72	488.27	254.97	1,648.69	551.20	3,014.24	938.59	3,014.24	938.59
2011(12)	163.01	85.12	439.40	229.45	1,709.96	554.05	2,918.23	896.82	2,918.23	896.82
2012(12)	148.05	77.31	395.42	206.48	1,547.06	500.70	2,616.47	804.08	2,616.47	804.08
2013(12)	134.47	70.22	355.85	185.82	1,399.69	452.49	2,346.48	721.09	2,346.48	721.09
2014(12)	122.13	63.77	320.23	167.22	1,266.37	408.93	2,104.84	646.80	2,104.84	646.80
2015(12)	110.92	57.92	288.18	150.48	1,145.76	369.57	1,888.51	580.28	1,888.51	580.28
2016(12)	100.75	52.61	259.34	135.42	1,036.65	334.01	1,694.79	520.71	1,694.79	520.71
2017(12)	91.50	47.78	233.38	121.87	937.93	301.86	1,521.28	467.35	1,521.28	467.35
2018(12)	83.11	43.40	210.02	109.67	848.63	272.82	1,365.82	419.54	1,365.82	419.54
2019(12)	75.48	39.41	189.00	98.69	767.83	246.57	1,226.51	376.69	1,226.51	376.69
2020(12)	68.56	35.80	170.08	88.81	694.74	222.85	1,101.63	338.28	1,101.63	338.28
2021(12)	62.27	32.51	153.06	79.92	628.61	201.42	989.66	303.84	989.66	303.84
2022(12)	56.55	29.53	137.74	71.93	568.78	182.05	889.25	272.96	889.25	272.96
2023(12)	51.36	26.82	123.95	64.73	514.65	164.54	799.17	245.26	799.17	245.26
2024(12)	42.93	22.42	111.55	58.25	465.67	148.72	718.36	220.40	718.36	220.40
2025(12)			100.38	52.42	421.36	134.42	645.83	198.10	645.83	198.10
2026(12)			90.34	47.17	381.27	121.50	580.73	178.08	580.73	178.08
2027(12)			81.29	42.45	345.00	109.82	522.27	160.11	522.27	160.11
2028(12)			73.16	38.20	312.18	99.27	469.79	143.98	469.79	143.98
2029(12)			65.84	34.38	282.48	89.73	422.64	129.49	422.64	129.49
2030(12)			59.25	30.94	255.62	81.11	380.29	116.47	380.29	116.47
2031(12)			53.32	27.84	231.31	73.31	313.05	96.50	313.05	96.50
2032(12)			47.98	25.05	209.31	66.27	275.77	85.12	275.77	85.12
2033(12)			7.52	3.92	189.41	59.90	249.22	76.87	249.22	76.87
2034(12)					171.40	54.15	225.23	69.42	225.23	69.42
2035(12)					137.87	39.95	186.32	53.70	186.32	53.70
2036(12)					108.89	27.82	152.49	40.19	152.49	40.19
2037(12)					98.70	25.22	122.09	32.54	122.09	32.54
2038(12)					75.15	19.20	75.15	19.20	75.15	19.20
Total	2,409.04	1,257.94	5,914.37	3,088.35	22,594.15	7,371.50	36,973.41	11,451.41	36,973.41	11,451.41

Tabla 5.7 Reporte de Reservas de PEEP-Volts

- Para calcular OVIP, RVIP y RRIP para los productos derivados del gas producido del yacimiento, se definen factores, que están en función de las propiedades del gas y condiciones de operación de las instalaciones de producción.
- Los factores son cargados en la base de datos de Volts para cada Yacimiento.
- Los reportes son flexibles, transparente y el procedimiento auditable.

CONCLUSIONES

- Desarrollar una tesis sobre la evaluación de las reservas de hidrocarburos es un gran desafío debido a los conocimientos que se requieren y a la gran variedad de procesos donde estos se aplican.
- La dificultad, cada vez mayor de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos hace necesaria la incorporación de nuevas tecnologías que incrementen la calidad de la información y den certeza al volumen de reservas estimadas.
- Los criterios para la definición de las reservas son variados y obedecen tanto a consideraciones específicas de cada empresa, como a diferentes normas establecidas para tal fin.
- La aprobación y publicación de SPE, WPC y AAPG de las definiciones y clasificaciones de los recursos petroleros, representan un paso adelante en el objetivo de mejorar el nivel de consistencia en la estimación y clasificación de los recursos petroleros sobre las bases mundiales.
- El volumen original de los hidrocarburos se estima utilizando diversos métodos de cálculo cuya naturaleza depende de la información disponible. Inicialmente, al descubrir un yacimiento solo es posible elaborar una estimación burda del recurso original sujeta a un alto grado de incertidumbre, sin embargo, a medida que se cuenta con información adicional obtenida con la perforación de pozos y a través del

- comportamiento del yacimiento los valores estimados del volumen original de hidrocarburos resultan más precisos.
- Dependiendo de la calidad y cantidad de la información con que se cuente, el método volumétrico para el cálculo de las reservas arroja resultados precisos, sin embargo su aplicación debe tener cierto cuidado al cuantificar la reserva, aun así este método es de aplicación general en cualquier etapa de la vida de un yacimiento.
- Los criterios de rentabilidad deben de estar perfectamente aplicados e interpretados para asegurar su validez en la evaluación económica de las reservas.
- El uso de definiciones del volumen de hidrocarburos originales y reservas recuperables basados en niveles de certeza ofrece las siguientes ventajas sobre la categorización tradicional.
 - a) El grado de subjetividad involucrado en la evaluación de volúmenes de hidrocarburos de varias categorías de reservas se reduce.
 - b) El uso de métodos probabilísticos para la clasificación de reservas muestra un método consistente sobre el área inexplorada para completar el desarrollo de campos.
 - c) Los resultados pueden ser usados para registrar el estado de las reservas de acuerdo a las definiciones tradicionales.
- El análisis económico de distintas alternativas, que consideren la probabilidad de éxito basada en la experiencia de los especialistas, apoyará de manera importante en la toma de decisiones.

RECOMENDACIONES

- La evaluación de reservas implican riesgo, es un proceso complejo y su desarrollo requiere de elementos que simplifiquen la tarea, para esto es necesario auxiliarse con programas de computo confiables que sean de uso común en la industria petrolera internacional, adecuándolos a las condiciones propias de la empresa.
- La utilización de software requiere conocimiento especializado para su optimo aprovechamiento e interpretación de los resultados.
- Las reservas de hidrocarburos no deben de ser cifras estáticas, ya que su variabilidad es controlada por la incorporación de información adicional y por la heterogeneidad de los yacimientos.
- El compromiso y trabajo conjunto es el estado ideal de los involucrados para asegurar el éxito en la definición, clasificación, estimación, evaluación económica de las reservas y en la aplicación de nuevas tecnologías que representen ventajas potenciales que reditúen en mayores beneficios.

REFERENCIAS

1. Howard B. B.: Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, Richardson Texas U.S.A. 1987. 40,2 – 41,37.
2. Garb, F. A.: “Oil and Gas Reserves Classification, Estimation and Evaluation”, Artículo SPE 13946, JPT, Marzo 1985, 373-390.
3. PEP, “Las Reservas de Hidrocarburos de México”, Evaluación al 1 de Enero de 2004.
4. Ross, J: G:” SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management”, Artículo SPE 68573, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas, Texas, Abril 2001.
5. COGEH, Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, “Definitions of Oil and Gas Resources and Reserves”, Section 5 ,SPEE (Calgary) First Edition, June 30, 2002. www.petsoc.org.
6. PEP, “Documento Representativo de la Región Sur ”, Evaluación al 1 de Enero de 2004, Febrero 2004, 50-51.

7. Harrell D. R.: "Significant Differences in Proved Reserves Volumen estimated Using SPE/WPC Reserves Compared to United States and Exchange Commission (SEC) Definitions", Artículo SPE 84145, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition celebrado in Denver, Colorado, U.S.A. October 2003.
8. Kelth D. R.: "Reserves Definitions An Attempt At Consistency". Artículo SPE 15865, presentado en European Petroleum Conference celebrado in London, England, October de 1986.
9. Forrest A. G.: "Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon-Producing properties". Artículo SPE 15921, JPT June 1988.765-777.
10. H. K. Abdel-Aal: Petroleum Economics and Engineering, Second Edition, Edit. Dekker, New York 1992.
11. Odeh, A. S.: "Reservoir Simulation... What is it?". Artículo SPE 2790. Mobil Research and Development Corp. November 1969.
12. Palke M.R.: "The adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines or Reserves Definitions". Artículo SPE 71430, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition celebrado en New Orleans, October 2001.
13. Fetkovich M. J.: "Useful Concepts for Decline-Curve Forecasting, Reserve Estimation and Analysis". Artículo SPE 28628-P, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans; Septiembre 1996.

14. Duong, A. N.: "A New Approach for Decline-Curve Analysis". Artículo SPE 18859; presentado en SPE Production Operation Symposium celebrado en Oklahoma, March 1989.
15. Solórzano, Napoleón L.: Criterios de Rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción, primera edición. México D.F. 1996.
16. Solórzano, Napoleón L.: Base económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración de activos petroleros, primera edición, México D.F. 1999.
17. Murtha J.A.: "Monte Carlo Simulation: Its Status and Future". Artículo SPE 87932, JPT December 1997.
18. Patricelli J. A.: "An Integrated Deterministic / Probabilistic Approach to Reserves Estimations". Artículo SPE 28329, JPT January 1995.
19. Petroleum Society Monograph No.1: "Determination of Oil and Gas Reserves", Second Edition.
20. Merak : Introducción a Decision Tree, 20001.
21. Behrenbruch, P.: " Probabilistic Hydrocarbon Reserves Estimation: A Novel Monte Carlo Approach". Artículo SPE 13982, presentado en Offshore Europe 85 Conference in Conjunction whit the Society of Petroleum Engineers of AIME celebrado en Aberdeen, September 1985.

22. Galli, A.: “ Comparing Three Methods for Evaluating oil Projects Option Pricing, Decision Tree and Monte Carlo Simulation”. Artículo SPE 52949, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas Texas, Marzo 1999.

23. Ulises, N. F.: “ Pemex Hydrocarbon Reserves Evaluation using Peep and Volts”. SIS Value and Risk Mexico-city, 2003.

24. PEP, Gerencia de Reservas: Premisas 2004-2018 para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión.

APÉNDICE

Lecturas Recomendadas :

1. Energy Information Administration U.S. Crude Oil, Natural and Gas Liquids Reserves 2001 Annual Report, Appendix G, Estimation Of Reserves and Resources.
2. Eggleston, W.S.:” What Are Petroleum Reserves?”. Artículo SPE 255, Union Oil Co. of California, Los Angeles California, July 1962.
3. Petroleum Reserves Definitions, Society of Petroleum Engineers (SPE) and World Petroleum Congresses (WPC), Agosto 1999.
4. Truman B. Robert.:” SEC Defined Reserves Booking: What the Petrophysicist Needs to Know”. Artículo SPE 84388, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition celebrado en Denver, Colorado, U.S.A. October 2003.
5. Bogart, A.J.: “The Meaning of Reserves in Context of Global Economic Security and Survival”. Artículo SPE 25829, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas, Texas, U.S.A. March 1993.

6. Etherington R. John.: "Aggregating Reserves and Resources for Portfolio Management". Artículo SPE 71424, presentado in SPE Annual Technical Conference and Exhibition celebrado en New Orleans, Louisiana, October 2001.
7. Ayala N. S. R.: "La Administración De Yacimientos Petroleros En México", México D.F. Noviembre 1993, 3-7.
8. Harrell R. D.: "Oil and Gas Reserves Estimates: Recurring Mistakes and Errors". Artículo SPE 94069, presentado en SPE Annual Technical and Exhibition celebrado en Houston, Texas, U.S.A. September 2004.
9. McGilvray W.G.: "Classification of Reserves: Guidelines and Uncertainty". Artículo SPE 39821, presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Marzo 1998.
10. Stevens, W. F.: "A New Method The Estimation of Primary Oil Reserves". Artículo SPE 1656-G, presentado en SPE Annual Technical and Exhibition celebrado en Evaston, Illinois, November 1960.
11. Staggs H. M.: "Reservoir Simulation Models An Engineering Overview". Artículo SPE 3304. JPT, Marzo 1985.
12. Sastry K.: "Stochastic and Deterministic Reserves Estimation in Uncertain Environments". Artículo SPE 29286, presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, March 1995.
13. Jean H. L.: "Discussion of An Integrated Deterministic/Probabilistic Approach to Reserves Estimations". Artículo SPE 31056, JPT December 1995.

14. Gair R.: "Integrating Deterministic and Probabilistic Reserves". Artículo SPE 82000, presentado en SPE Hydrocarbon Economic and Evaluation Symposium celebrado en Dallas, Texas U.S.A. April 2003.
15. Capen, E.C.: "A Consistent Probabilistic Approach to Reserves Estimates". Artículo 25830, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas; Texas U.S.A. March 1993.
16. Miller R. J.: "The Cost-of- Capital and Fair Market Value Discounts Rates". Artículo SPE 52973, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas, March 1999.
17. Eggleston S. W.: "Estimation Fair-Market Value of Petroleum Properties". Artículo SPE 1100, JPT 1980.
18. Adelman M. A.: "The Valuation of Oil Reserves". Artículo SPE 18906, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium celebrado en Dallas, March 1989.
19. Capen E. C.: "Property Evaluation-A Return to First Principles". Artículo SPE 68595, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation celebrado en Dallas, April 2001.
20. PEP, Gerencia de Reservas de Hidrocarburos Subdirección de Planeación: Elementos Para La Asociación de Reservas y Pronósticos de Producción. Enero 2001.
21. PEP, Lineamientos Para La Estimación de Las Reservas de Hidrocarburos, Mayo 1988.
22. PEEP (Petroleum Economic Evaluation Program), 2000.