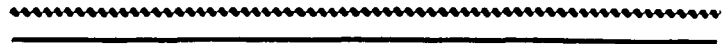


01124
20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

DESARROLLO DE CAMPOS
PETROLEROS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
RAYMUNDO (HERNANDEZ SOTO



DIRECTOR: M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA



MEXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA SEPTIEMBRE DE 2003

a



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.

PAGINACION DISCONTINUA



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-254

UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

SR. RAYMUNDO HERNÁNDEZ SOTO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Angel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS

- I INTRODUCCIÓN**
- II PROCESO DE DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO**
- III TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN**
- IV CRITERIOS ECONÓMICOS Y EVALUACIÓN**
- V ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE**
- EJEMPLOS DE APLICACIÓN**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 14 de marzo de 2003

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/JAGC/gtg

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

b

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS”

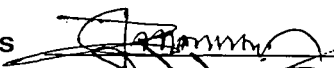




TESIS PRESENTADA POR:

RAYMUNDO HERNÁNDEZ SOTO

DIRIGIDA POR: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A SIGNACIÓN	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS	
VOCAL	M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA	
SECRETARIO	M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO	
1ER. SUPLENTE	ING. JAVIER ARELLANO GIL	
2DO. SUPLENTE	M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ	

C

Agradecimientos

Dedico esta tesis especialmente a la mujer que me dio la luz de la vida, que me enseñó que los caminos se deben recorrer no importando cuantos obstáculos se presenten, pero que siempre se debe de aprender de cada uno de ellos, que me devolvió la confianza en mí mismo y me demostró que somos capaces de hacer cualquier cosa siempre que así lo deseemos, sinceramente y con todo mi amor, a ti madre †.

A mi padre que siempre me dio todo su apoyo, a ti de dedico de igual manera esta tesis ya que sin tu ayuda jamás hubiera podido ser una realidad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por ser el pilar de mi ideología y por permitirme pertenecer a la máxima casa de estudios y ser un puma de corazón.

A Aracely que es el amor de mi vida y siempre me ha hecho sentir la persona más especial del mundo, tú eres mi inspiración y mi energía, te amo mi Princesa.

A Dana e Israel por su apoyo y comprensión y por estar ahí en los momentos que más los he necesitado, gracias hermanos.

A mis tías Bety, Lijia, Mary, Yolanda, Consuelo y Pilar porque me han demostrado su apoyo incondicional en los momentos más difíciles, sinceramente les doy las gracias.

A mis tíos Luis, Beto, Julio y Tito quienes son columnas sobre las cuales me he apoyado, gracias por sus consejos y su interés en mí.

A mis tíos y primos con quienes pase los mejores momentos de mi infancia, que siempre han estado conmigo y me han apoyado.

A Carmen, Ricardo y Toño, por ser mis mejores amigos y enderezar mi camino en los momentos más difíciles... me faltarían palabras para describir lo que siento por ustedes.

A mi amigo Guillermo con quien recorrí muchos caminos y aprendí mucho de la vida, gracias por tu amistad.

A Quique, Sergio y a la familia Ruiz Gómez por su apoyo y confianza en los momentos que más los he necesitado.

J

A Leo que ha depositado su confianza y su amistad en mi, gracias amigo.

A Yaneli y Adela por su cariño y comprensión, los bellos momentos que hemos pasado y porque a pesar de las adversidades nuestra amistad se conserva.

A Ely que me apoyo en mis primeros sueños y hoy es testigo de lo que he logrado, gracias amiga.

A los ingenieros José A. Gómez Cabrera, José Martínez Pérez y Néstor Martínez por ser un gran ejemplo, por su gran amistad y por el interés que muestran hacia sus estudiantes.

Al ingeniero Ulises Nery por su gran calidad humana y su invaluable apoyo para la conclusión de este trabajo.

A los ingenieros Manuel Villamar y Javier Arellano por su compromiso con la academia, por la atención prestada a este trabajo y por sus oportunos consejos.

A todos mis amigos que han estado conmigo y que de alguna manera han sido partícipes de mis emociones les doy las gracias de todo corazón.

ÍNDICE

<u>Resumen</u>	vii
<u>Introducción</u>	1
i. <u>Proceso de desarrollo de un campo petrolero</u>	4
1.1 Delimitación del yacimiento y estimación de reservas	4
1.1.1 Delimitación del yacimiento por métodos sísmicos	4
1.1.1.1 Resolución sísmica	5
1.1.1.2 Procesamiento de onda	5
1.1.1.3 Recuperación de amplitud verdadera	6
1.1.1.4 Sismogramas sintéticos y modelado sísmico	7
1.1.1.4.1 Sismogramas sintéticos	7
1.1.1.4.2 Perfil sísmico vertical	8
1.1.1.4.3 Modelado sísmico	9
1.1.1.4.4 Interpretación de capas delgadas	9
1.1.1.4.5 Uso del modelado sísmico en la descripción del yacimiento	11
1.1.2 Delimitación del yacimiento por identificación del tipo de ambiente sedimentario	11
1.1.2.1 Identificación de facies en núcleos	12
1.1.2.1.1 Fotografía ultravioleta e infrarroja	12
1.1.2.1.2 Espectrometría y atenuación de rayos gamma	13

1.1.2.1.3	Escaneo con microscopio electrónico	13
1.1.2.1.4	Análisis de luminiscencia catódica	13
1.1.2.1.5	Geoquímica	14
1.1.2.2	Diagénesis	14
1.1.2.3	Geometría de unidades genéticas	14
1.1.2.3.1	Identificación de facies con registros geofísicos	15
1.1.3	Estimación de reservas	17
1.1.3.1	Reservas y recursos	17
1.1.3.1.1	Reservas probadas	19
1.1.3.1.2	Reservas no probadas probables	20
1.1.3.1.3	Reservas no probadas posibles	21
1.1.3.2	Volumen original de hidrocarburos	21
1.1.3.3	Métodos de estimación de reservas	24
1.1.3.3.1	Analogía	24
1.1.3.3.2	Métodos volumétricos	24
1.2	Determinación del número óptimo de pozos y su mejor localización	28
1.2.1	Número óptimo de pozos	29
1.2.1.1	Aplicación	32
1.2.2	Espaciamiento óptimo entre pozos	35
1.2.3	Selección de la localización óptima de un pozo	36
1.3	Pronósticos e instalaciones de producción	37
1.3.1	Pronósticos de producción	37
1.3.1.1	Análisis de curvas de declinación	37
1.3.1.2	Balance de materia	39
1.3.1.2.1	Yacimientos bajosaturados	39
1.3.1.2.2	Yacimientos saturados	41
1.3.1.2.3	Yacimientos de gas	44
1.3.1.3	Simulación numérica	45
1.3.2	Instalaciones de producción	46
1.3.2.1	Configuración básica del sistema de producción	46

1.3.2.2 Variables a controlar en un sistema de producción	47
1.4 Adquisición de datos	49
1.4.1 Adquisición de datos de pozos	50
1.4.2 Monitoreo continuo	57
ii. <u>Técnicas de optimización</u>	59
2.1 Optimización por interpolación multivariada (Mínimos Cuadrados y Kriging)	59
2.1.1 Procedimiento de optimización	60
2.2 Proceso analítico jerárquico para la planeación estratégica del desarrollo del campo	62
2.2.1 Incertidumbre en la planeación estratégica	62
2.2.2 Procedimiento	63
2.2.2.1 Fuente de datos	63
2.2.2.2 Flujo del proceso	64
2.2.2.3 El proceso analítico jerárquico	65
iii. <u>Criterios económicos y evaluación</u>	68
3.1 Criterios económicos y de rentabilidad	68
3.1.1 Cálculos financieros	68
3.1.1.1 Interés	68
3.1.1.2 Tasa de interés	69
3.1.1.3 Monto	69
3.1.1.4 Valor actual	69
3.1.1.5 Series de cantidades iguales	70
3.1.1.6 Tasa de Interés efectiva	71
3.1.2 Indicadores de rentabilidad	72
3.1.2.1 Ganancia o valor presente neto	73
3.1.2.2 Relación beneficio / costo	73

3.1.2.3	Tasa de rendimiento	74
3.1.2.4	Tasa interna de retorno	75
3.1.2.5	Tiempo de recuperación	77
3.1.2.6	Tasa de ganancia	77
3.2	Precios de los hidrocarburos	78
3.2.1	Criterios generales	78
3.2.2	Criterios para la determinación de la premisa de precios de hidrocarburos en PEMEX	78
3.3	Costos y depreciación	79
3.3.1	Costos	79
3.3.1.1	Costo de inversión inicial (Inversiones)	80
3.3.1.2	Costo de operación y mantenimiento	82
3.3.1.3	Costo de producción	82
3.3.1.4	Criterios para la premisa de costos en PEMEX	82
3.3.2	Depreciación	84
3.3.2.1	Método de unidades de producción	86
3.3.2.2	Método de unidades de producción modificado	87
3.3.2.3	Método del fondo de amortización para la infraestructura superficial	89
3.4	Métodos de evaluación	91
3.4.1	El proceso de evaluación de proyectos	91
3.4.1.1	La evaluación de proyectos como un proceso y sus alcances	93
3.4.1.2	Introducción y marco de desarrollo	93
3.4.1.3	Estudio del mercado	93
3.4.1.4	Estudio técnico	94
3.4.1.5	Estudio económico	95
3.4.1.6	Análisis del riesgo	95
3.4.1.7	Análisis de impacto	96
3.4.2	Metodología de evaluación en PEMEX	96
3.4.2.1	Contenido de los estudios de factibilidad	96

3.4.2.2 Metodología de evaluación	98
3.4.3 Métodos de evaluación de proyectos de desarrollo de campos	103
3.4.3.1 Valor presente neto para el caso base	103
3.4.3.2 Análisis de sensibilidad	105
3.4.3.2.1 Diagramas de tornado	106
3.4.3.3 Método de árbol de decisión	107
3.4.3.4 Método de Montecarlo	109
IV. Análisis de riesgo e incertidumbre	111
4.1 ¿Qué es el análisis de riesgo?	111
4.1.1 Análisis de riesgo	113
4.1.1.1 Causas del riesgo e incertidumbre	113
4.1.1.2 ¿Cómo se asegura el éxito en el análisis de riesgo?	114
4.1.1.3 Decisiones bajo riesgo	114
4.2 Riesgo e incertidumbre en el desarrollo de campos	114
4.2.1 Incertidumbre en el desarrollo de campo	114
4.2.1.1 Incertidumbre técnica	116
4.2.1.2 Incertidumbre económica	118
4.2.1.3 Incertidumbre política	118
4.3 Disminución de la incertidumbre	119
4.3.1 Mejores prácticas	120
4.3.1.1 Mejores prácticas en la estimación de reservas	120
4.3.1.2 Mejores prácticas en las predicciones de la producción	120
4.3.1.3 Mejores prácticas en la estimación de costos	121
4.3.1.4 Mejores prácticas en el proceso de toma de decisiones	121
4.3.1.5 Mejores prácticas en la planeación y clasificación jerárquica	121
4.3.1.6 Mejores prácticas en las relaciones entre autoridades	122

	y la empresa encargada de la explotación y desarrollo de los recursos	
4.3.2	Método de diseño experimental para disminuir la incertidumbre	122
4.3.2.1	Métodos de diseño experimental	123
4.3.2.1.1	Aplicación	125
v.	<u>Ejemplos de aplicación</u>	126
	<u>Conclusiones y recomendaciones</u>	144
	<u>Referencias</u>	147

RESUMEN

Este trabajo trata sobre los criterios generales del desarrollo de los campos petroleros, desde su concepción técnica hasta la implicación que tienen los criterios económicos, de rentabilidad y de análisis de riesgo en la decisión de invertir en proyectos de esta naturaleza.

En el primer capítulo se incluyen los aspectos técnicos que involucran el proceso de desarrollo de un campo petrolero, desde la delimitación del yacimiento y la estimación de reservas (etapa exploratoria) hasta la determinación de las instalaciones necesarias para la conducción y el procesado de los hidrocarburos que se piensan obtener, sin pasar por alto el número de pozos requerido inicialmente para desarrollar el campo. También se abordan aspectos como los perfiles de producción en donde se aplican los métodos de declinación y el de balance de materia, otro aspecto que se incluye es la importancia que tiene la adquisición de datos para el desarrollo óptimo del campo.

En el segundo capítulo se incluyen dos técnicas para optimizar el desarrollo del campo, como la interpolación multivariada que busca de entre un gran rango de valores de las variables los más óptimos y el proceso analítico jerárquico que trata sobre la planeación óptima del desarrollo del campo.

En el tercer capítulo 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 en esta área; se trata el método de evaluación general para cualquier proyecto de inversión, el método específico para los proyectos de desarrollo de campos y la metodología de evaluación que se sigue en PEMEX. Se incluyen también los métodos de evaluación aplicados a proyectos de desarrollo de campos como árbol de decisión y Monte Carlo que analizan el riesgo presente en el proyecto.

En el capítulo cuatro se trata el análisis de riesgo desde un punto de vista más conceptual y se incluyen criterios para disminuir la incertidumbre y consecuentemente el riesgo en los proyectos de desarrollo de campos.

En el capítulo cinco se aplica el software MERAK para la evaluación de un ejemplo hipotético del desarrollo de un campo de gas, compuesto por la perforación de un pozo exploratorio y uno de desarrollo, además de la construcción de un gasoducto para el transporte del gas, en donde, en primer lugar, se evalúa el caso base para después analizar el riesgo con el método de árbol de decisión y profundizar posteriormente con el método de Monte Carlo.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento actual de la economía mundial demanda el uso de cada vez mayor cantidad de energía, y el petróleo es la más importante de ellas. Esta fuente de energía es la más utilizada, ya que cubre alrededor del 70% del consumo mundial.

Al correlacionar las reservas mundiales de hidrocarburos con el consumo anual, se estima que se tienen reservas para 50 años, pero si se considera la declinación natural en la producción que presentan los yacimientos petroleros, puede afirmarse que el periodo real durante el cual pudiese ser satisfecha la demanda sería mucho menor. En consecuencia, se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento y desarrollo de nuevos campos y/o mejorando sustancialmente la recuperación de los campos existentes (desarrollo de campos maduros).

Debido a esto, en la actualidad el desarrollo de un campo petrolero debe involucrar a un grupo multidisciplinario de especialistas que eligen, de entre muchas alternativas, el plan más óptimo de desarrollo, para esto se valen de la tecnología más moderna y analizan todos los escenarios de desarrollo posibles.

Dentro del proceso de desarrollo de un campo se toman en cuenta dos grandes etapas: la primera es la parte exploratoria y la segunda el área de producción (figura 1). Ambas incluyen subdivisiones importantes ⁽¹⁾.

Dicho proceso de desarrollo consiste principalmente en la perforación y operación de pozos y está condicionado por el tipo de fluidos y su comportamiento en el yacimiento. Aquéllos determinarán cuántos pozos y dónde se deberán perforar, y cómo deberán producir para aumentar las ganancias y maximizar la reserva existente.

En el desarrollo de campos petroleros cada situación es diferente. Así un campo descubierto cerca de una región madura se desarrolla por pasos sucesivos hasta que se identifican los límites, en estos casos ya se tiene disponible la infraestructura superficial y relativamente no se requieren inversiones cuantiosas para la construcción de esta ⁽²⁾.

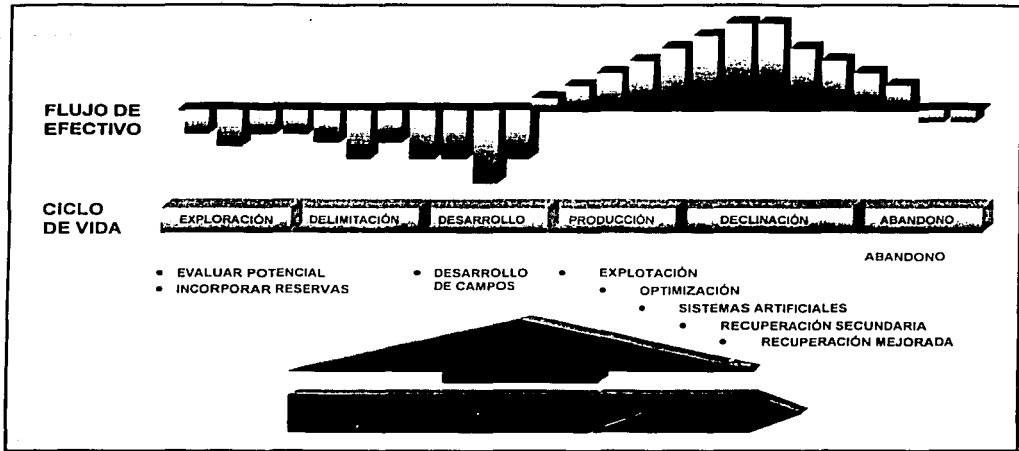


Figura (1). Proceso integral de un proyecto de inversión de desarrollo de campos petroleros

En el caso de un campo descubierto en un área remota la situación es muy diferente, ya que hay que construir toda la infraestructura para el proceso y transporte de los hidrocarburos, lo que lleva a fuertes inversiones con el riesgo inherente que incluye una inversión como esta ya que no se cuenta con la información suficiente para hacer las estimaciones de las reservas. Un campo no puede ser desarrollado a menos que se asegure la rentabilidad dentro de un tiempo razonable, para esto se deben de tener métodos de evaluación de los proyectos que arrojen resultados confiables para guiar las decisiones.

Para esto, los métodos de evaluación, requieren obtener toda la información posible de los pozos perforados hasta el momento, lo más importante es determinar el tamaño probable del yacimiento y por consiguiente su reserva, después, aspectos como su forma y características además de la incertidumbre que acompaña a dicha información.

La información requerida puede ser obtenida de distintas maneras como núcleos, registros, pruebas de presión y estudios sísmicos detallados.

Debido a la incertidumbre en dicha información es necesaria la evaluación del riesgo en los proyectos de desarrollo de campos. El método de Árbol de Decisión y el de Monte Carlo son muy utilizados para este fin.

En este trabajo se presenta de manera muy general el proceso de desarrollo de un campo petrolero y la forma de cómo optimizar este desarrollo para maximizar el valor en un proyecto de esta naturaleza.

Se hace especial énfasis en incluir criterios y métodos de evaluación además de un capítulo dedicado al análisis de riesgo en proyectos de desarrollo de campos.

Se incluye el proceso general de evaluación de cualquier proyecto de inversión para después presentar el proceso para proyectos de desarrollo y explotación de campos y finalmente se presenta la metodología de evaluación que se sigue en PEMEX.

Los criterios técnicos, económicos y de riesgo para la evaluación de proyectos de desarrollo de campos que se presentan en los primeros capítulos de esta tesis se integran en ejemplos de aplicación que describen la metodología de evaluación, para estos ejemplos se utiliza el software Merak de la compañía Schulerberger.

En el diagrama (1) se muestra el esquema general seguido en esta tesis.

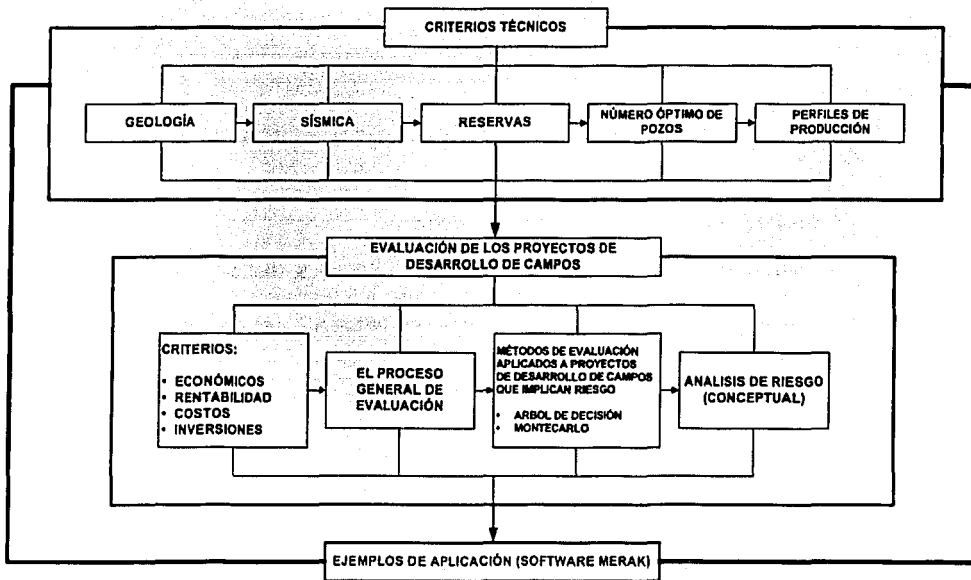


Diagrama (1). Muestra el esquema general de esta tesis

Objetivo de este trabajo

Presentar los criterios generales para el proceso de desarrollo de un campo petrolero, su optimización, la forma de evaluar los proyectos y el riesgo que se tiene al hacer inversiones de esta naturaleza.

CAPITULO I

PROCESO DE DESARROLLO DE UN CAMPO PETROLERO

1.1 DELIMITACIÓN DEL YACIMIENTO Y ESTIMACIÓN DE RESERVAS

1.1.1 Delimitación del yacimiento por métodos sísmicos

Actualmente la etapa exploratoria constituye la parte inicial y la base de todo esquema petrolero en el que, como paso inicial, se seleccionan las zonas potenciales que pueden ser productoras de hidrocarburos. Posteriormente se realiza la evaluación de la cuenca, que se lleva a cabo en tres etapas.

La primera consiste en evaluar el potencial petrolero de la misma utilizando modelado geoquímico para determinar el contenido de materia orgánica total por gramo de roca, la calidad de la misma o tipo de kerógeno y su madurez térmica.

La segunda etapa consiste en la evaluación del play, apoyándose en información sísmica y estructural, analizando tipos de aceite, roca, trampa y edad. Finalmente, en la tercera etapa se evalúa el prospecto para proponer la localización del pozo exploratorio.

El siguiente paso es complementar la fase anterior con la prospección geofísica, en la cual se planean el o los métodos geofísicos a utilizar y que varían según el objetivo.

Por lo general, se requieren levantamientos aeromagnéticos, gravimétricos y sísmicos convencionales ⁽¹⁾.

La sísmica es la técnica más poderosa para la exploración. Los avances recientes en la adquisición de datos, procesamiento e interpretación han permitido importantes aplicaciones en los métodos de desarrollo y descripción del yacimiento ⁽³⁾.

Los registros geofísicos dan una alta resolución de la secuencia vertical del yacimiento alrededor del pozo. Sin embargo se limita el conocimiento en el sentido horizontal, especialmente al principio del desarrollo, cuando se han perforado solo algunos pozos, y más aún si se trata de un yacimiento heterogéneo, donde la correlación entre pozos, delimitación del campo, y determinación de la continuidad, son muy complicados y consecuentemente cuestionables. Para solucionar estos problemas actualmente se usa la tecnología sísmica moderna.

Los avances tecnológicos incluyen procesamiento de onda, recuperación de amplitud verdadera, sismogramas sintéticos y modelado sísmico, registros de impedancia acústica, apilamiento de velocidades de puntos a profundidades comunes, aplicaciones de la ecuación de onda, topografía tridimensional y estratigrafía sísmica.

A pesar de avances tecnológicos importantes, el método sísmico tiene algunas limitantes. Quizás la limitante más importante para estudios de yacimientos es la resolución de capas delgadas. La resolución esta relacionada con la falta de contraste de impedancia entre las rocas del yacimiento y las que no lo son. Otros problemas pueden ser causados por la dificultad de condiciones y la geometría del sistema en superficie y por el uso de parámetros incorrectos de procesamiento.

1.1.1.1 Resolución sísmica

La resolución vertical de los sistemas sísmicos es un factor limitante para la interpretación de capas delgadas, y consecuentemente para la descripción del yacimiento. La resolución sísmica para el espesor es de alrededor de 20 a 24 metros, dependiendo de la longitud de onda del pulso sísmico y de la profundidad de medición.

Otra consideración importante de la capacidad del sistema para definir capas delgadas es la necesidad de tener ondas agudas con gran amplitud y de banda ancha. Frecuentemente, la onda producida por una fuente sísmica es demasiado larga para permitir observar capas delgadas.

En suma para realizar un análisis detallado de interpretación necesaria para estudios de yacimientos, es indispensable obtener contraste de impedancia para identificar las rocas del yacimiento. La falta de grandes coeficientes de reflexión puede hacer imposible detectar interfaces importantes. El modelado sísmico puede ser usado para estimar el efecto del contraste de impedancia antes de realizar costosos estudios sísmicos complementarios.

1.1.1.2 Procesamiento de Onda

La figura (1.1) ilustra de forma esquemática el concepto de procesamiento de onda. En el dominio del tiempo, la onda propagada es de larga duración y comienza cuando llega la reflexión. La señal es procesada con el operador apropiado, la onda resultante se

comprime y se mueve; la cresta central coincide con el tiempo de llegada de la reflexión. En el dominio de la frecuencia, el espectro de amplitud de la onda propagada se multiplica por su inversa, a la vez que la fase del espectro es sumada con su negativo lo que produce una fase cero.

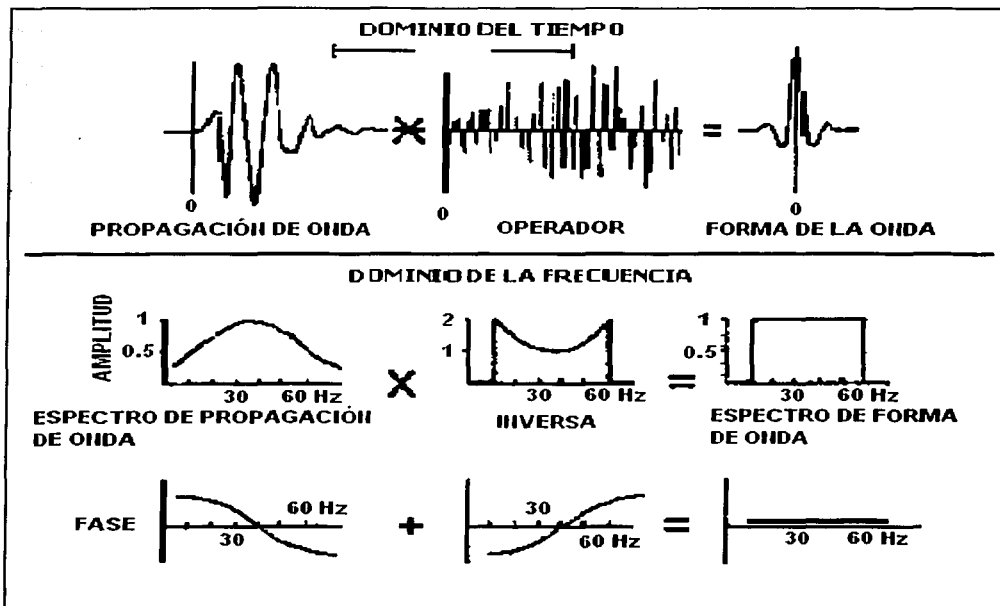


Figura (1.1). Ilustración del concepto de procesamiento de onda

1.1.1.3 Recuperación de amplitud verdadera

Cuando se miden las variaciones de amplitud, estas se pueden usar para identificar y mejorar la resolución de las capas delgadas. Por esto, la recuperación de amplitudes verdaderas puede tener aplicaciones muy importantes al usar el estudio sísmico en la descripción del yacimiento. Un atributo geológico importante es que la amplitud de la señal reflejada es proporcional al contraste de impedancia en la interfase de reflexión. Sin embargo, la amplitud es afectada por varios factores más que reducen la transmisión de energía sísmica, como son: la absorción, múltiples, divergencia geométrica y curvatura del reflector.

Los métodos de procesamiento permiten la recuperación de amplitud y compensan por las divergencias geométricas, pérdidas de transmisión y atenuación.

1.1.1.4 Sismogramas sintéticos y modelado sísmico

1.1.1.4.1 Sismogramas sintéticos

Los sismogramas sintéticos son la suma algebraica de la respuesta a la impedancia acústica en las interfaces. La figura (1.2) muestra una porción de un registro de litología y su correspondiente registro de impedancia acústica. Cada contraste de impedancia acústica es marcado por la reflexión que tiene una onda simple. La polaridad y la amplitud reflejan la naturaleza de la interfase.

Los sismogramas sintéticos son herramientas muy utilizadas para correlacionar registros de pozos, para asistir en la interpretación estratigráfica y litológica a partir de datos sísmicos y para analizar problemas de calidad e interpretación de datos.

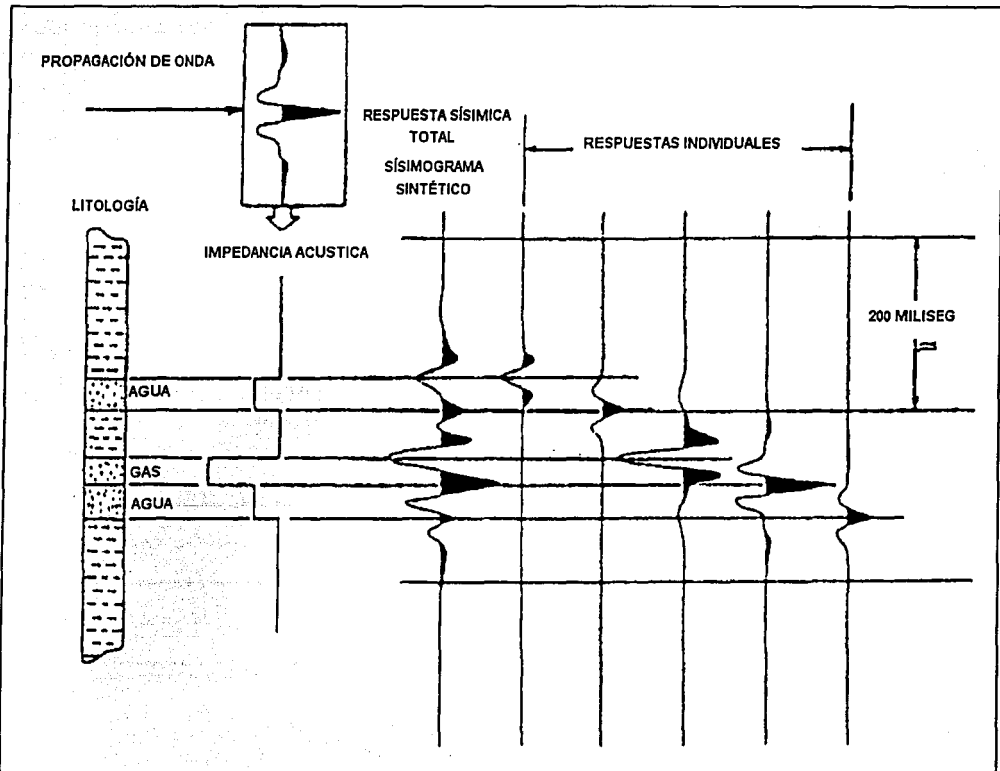


Figura (1.2). Ejemplo diagramático de un sismograma sintético

1.1.1.4.2 Perfil sísmico vertical

El perfil sísmico vertical (PSV) es el registro de amplitudes de una señal sísmica generada por una fuente en superficie y que viaja a través de una sección estratigráfica hasta geófonos firmemente anclados a la pared del pozo.

El PSV es una técnica reciente que proporciona una alternativa al uso de los sismogramas sintéticos para relacionar las reflexiones sísmicas a las interfaces estratigráficas. En el desarrollo de un registro sísmico vertical se usan geófonos sujetos a las paredes del pozo y se registran las ondas sísmicas. Se utilizan dos procedimientos para obtener los datos sísmicos lejos de los pozos. En uno, la fuente es colocada en la superficie a distancia fija de la cabeza del pozo y los geófonos movidos verticalmente a lo largo del pozo. En el otro, el geófono está a una profundidad fija y la fuente es movida a varias distancias. La figura (1.3) muestra la configuración de los PSV.

Los PSV mejoran la calibración de las reflexiones sísmicas en términos estratigráficos, proporcionan información para la interpretación de los eventos sísmicos alrededor del pozo, para la construcción de curvas de profundidad – tiempo, la determinación de intervalos de velocidades, diseño de parámetros de procesamiento de los datos sísmicos y la delineación del yacimiento. También es una poderosa herramienta para la interpretación geológica de pozos desviados.

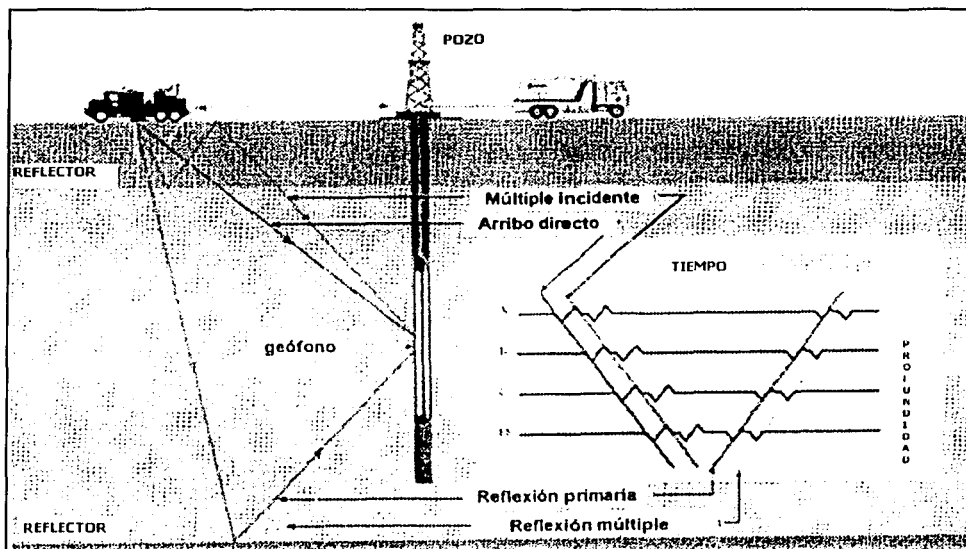


Figura (1.3). Configuración del PSV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.1.1.4.3 Modelado sísmico

El modelado sísmico es el sucesor del sismograma sintético. El modelo es normalmente en tres dimensiones y proporciona una descripción subsuperficial en términos de la geometría y sus parámetros acústicos (velocidad, densidad, factor de atenuación). Se analiza la variación interna de los parámetros sísmicos dentro de la sección estudiada para representar los cambios de litológicos y estratigráficos.

1.1.1.4.4 Interpretación de capas delgadas

Los recursos del modelado sísmico explican el procedimiento que puede ser usado para interpretar capas delgadas a partir de estudios de amplitud. La figura (1.4) muestra un modelo de dos arenas lenticulares separadas. En el inferior de la figura se compara la medición de la amplitud de la cresta sobre un trazo base. La figura (1.5) representa un modelo de amplitud usado como un indicador de arenas delgadas.

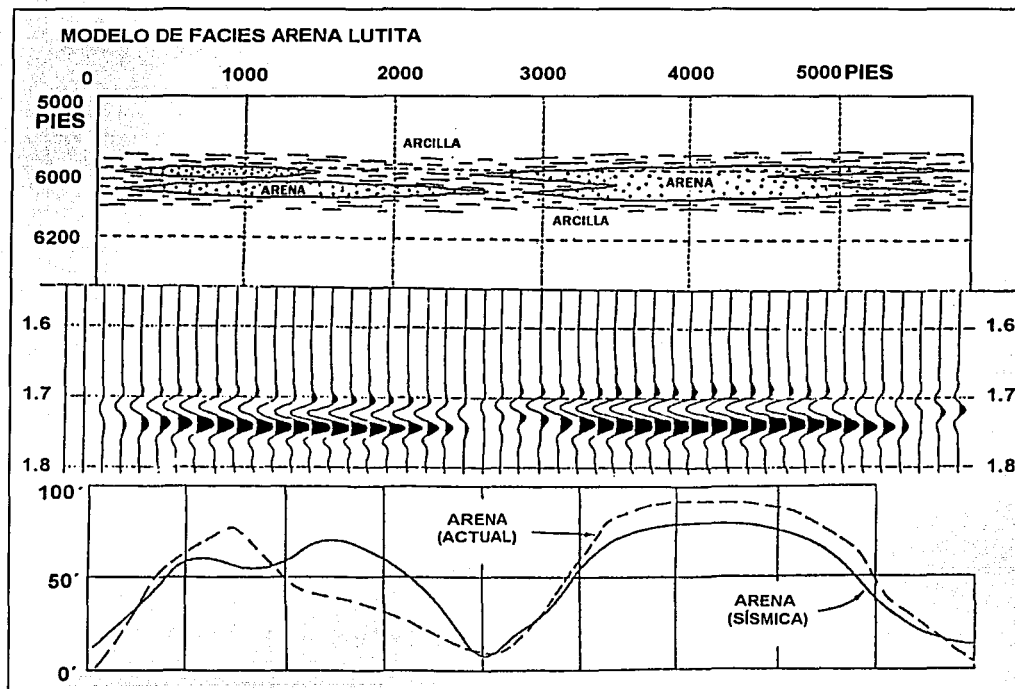


Figura (1.4). Muestra el uso del modelado en la interpretación de capas delgadas

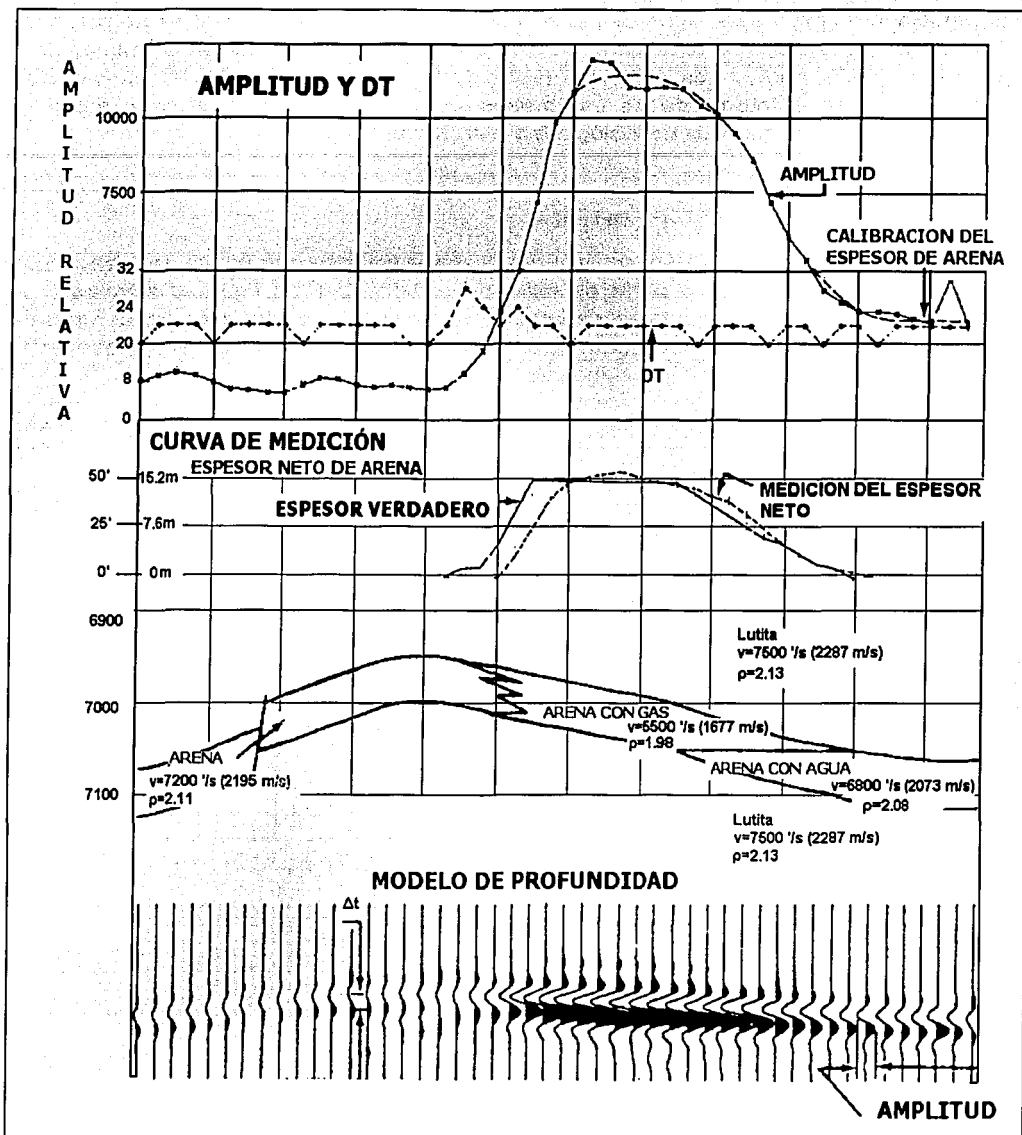


Figura (1.5). Uso de la amplitud sísmica como indicador de capas delgadas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.1.1.4.5 Uso del modelado sísmico en la descripción del yacimiento

El modelado sísmico mejora considerablemente la descripción del yacimiento. Esto es posible cuando se dispone de los estudios sísmicos detallados en tres dimensiones.

Se recomienda el siguiente procedimiento para obtener mejores resultados en el modelado sísmico:

1. Construir el mejor modelo geológico del campo usando registros, núcleos y recortes de los pozos perforados hasta el momento. Correlacionar los registros de los pozos basado en la determinación del ambiente de depósito.
2. Construir sismogramas sintéticos en los pozos y analizar los contrastes de impedancia. Frecuentemente y en particular en los sedimentos recientes, el contraste de impedancia no es favorable para análisis sísmicos detallados. Las interpretaciones también se dificultan más en los contactos graduales.
3. Una vez que se haya determinado los límites locales de los análisis sísmicos, se construyen modelos sísmicos de algunas secciones transversales representativas del yacimiento, preferentemente a lo largo de dos direcciones perpendiculares entre sí.
4. Estudiando el modelo y comparándolo con los datos sísmicos del campo. Se concluye; si el modelo geológico es aceptable, se usan los datos sísmicos para refinarlo. Si no hay relación entre el modelo sísmico y los datos sísmicos del campo, el modelo geológico debe ser actualizado en un proceso interactivo para extender la posible relación entre la interpretación geológica y sísmica.

1.1.2 Delimitación del yacimiento por identificación del tipo de ambiente sedimentario

En el principio de la etapa de desarrollo de un campo, la incertidumbre acerca de los volúmenes de hidrocarburos presentes y la eficiencia de recuperación, se relaciona principalmente con la incertidumbre en fallas y forma estructural, características sedimentológicas y diagénesis de la roca.

Los principios básicos y las modernas técnicas de identificación de facies en arenas y carbonatos se aplican sobre la base de núcleos, muestras de pared y registros geofísicos. Esto para establecer un diagnóstico de las características y mostrar la práctica de subdividir el yacimiento en unidades genéticas. La similitud en la geometría y las características de los intervalos entre las unidades genéticas depositadas en ambientes similares es una importante ayuda en el modelado sedimentológico del yacimiento ⁽⁴⁾.

Para la predicción de la forma del yacimiento, es esencial tener una sólida base de datos de la geometría de los diferentes tipos de unidades genéticas y sus características internas. Esta base de datos es de gran importancia en la delineación del yacimiento, ya

que a su vez de esto depende la estimación de las reservas en la etapa inicial de desarrollo del campo.

1.1.2.1 Identificación de facies en núcleos

El análisis de núcleos es clave para la interpretación correcta del ambiente de depósito de un yacimiento.

Después de muchos años de investigación por universidades y compañías petroleras, se puede decir que la mayoría de los ambientes de depósito relacionados con los yacimientos de hidrocarburos han sido estudiados suficientemente para establecer un criterio de diagnóstico confiable.

Para una buena interpretación la información de núcleos se complementa con información geológica regional que muestra los límites de las posibles facies.

El análisis geológico a partir de núcleos se puede dividir en dos fases. Primero, se establecen las facies presentes en varios intervalos y segundo, se determina un juego de reglas por el cual estas facies pueden ser reconocidas en pozos donde no se han tomado núcleos.

Para la interpretación, en la primera parte, se usan muchos tipos de datos, que pueden ser macroscópicos y microscópicos. Macroscópicamente se puede distinguir intervalos característicos, estructuras sedimentarias, bioturbación, sucesiones de características típicas de partículas y fósiles. Microscópicamente se puede observar la textura, la distribución del tamaño de grano, tipos de grano, fósiles, mineralogía, características diagenéticas y propiedades químicas.

Los métodos clásicos de descripción de núcleos se conocen bien y las interpretaciones de las características macroscópicas son claramente visibles. Sin embargo, frecuentemente estas características, se encuentran en un amplio rango de opciones. Por esta razón se han desarrollado una serie de técnicas para asistir en el análisis de núcleos.

Macroscópicamente se hace fotografía ultravioleta e infrarroja, espectrometría de rayos gamma y atenuación de rayos gamma. Las técnicas microscópicas son escaneo con microscopio electrónico y sistema de detección elemental, luminiscencia catódica y análisis de relación de isótopos estables.

1.1.2.1.1 Fotografía ultravioleta e infrarroja

La fluorescencia de los hidrocarburos bajo la luz ultravioleta se identifica perfectamente a partir de pruebas en recortes y muestras de pared. El aceite residual en núcleos delinea las zonas permeables en el núcleo. Los contrastes de permeabilidad normalmente guían las diferencias de la saturación residual de aceite, de esta manera, la variación en la intensidad de la fluorescencia también revela estos contrastes.

No solo se puede observar las estructuras sedimentarias, también se puede detectar información importante de la distribución de la permeabilidad.

La técnica de infrarrojo es más usada en casos con núcleos de color oscuro por la cantidad de materia orgánica presente.

1.1.2.1.2 Espectrometría y atenuación de rayos gamma

La radiación natural de los rayos gamma puede ser medida fácilmente en el laboratorio, se complica más la medición cuantitativa del contenido de potasio, uranio y torio, pero es una técnica adecuada para el análisis de facies y la comparación con el registro de espectroscopia de rayos gamma.

Es de principal interés los porcentajes de contribución de cada uno de los tres elementos radioactivos y el nivel de radiación global de un intervalo de núcleo dado. El contenido de potasio del núcleo es normalmente fijo en minerales arcillosos y de feldespato.

La diferencia en el contenido de potasio de varios minerales arcillosos se refleja claramente en los resultados del análisis espectral de rayos gamma. Esto es crucial para la correlación correcta de todas las observaciones de núcleos con su correspondiente respuesta de registros. En este contexto, es de mucha utilidad, llevar a cabo un análisis de atenuación de rayos gamma en adición a las mediciones de radiactividad natural. Los núcleos se recuperan comúnmente incompletos y esto es una dificultad para ajustar los datos de núcleos con los de registros. Con la medición de la atenuación de una fuente débil de rayos gamma a través del núcleo, se graba un registro sintético, el cual se puede convertir en un registro de densidad.

1.1.2.1.3 Escaneo con microscopio electrónico

En años recientes esta técnica ha llegado a ser casi una rutina en el análisis de núcleos, especialmente para examinar la diagénesis en carbonatos de grano fino y areniscas. La ampliación de imágenes con esta técnica es útil para observar superficies graníticas, cementantes y fósiles pequeños, lo que permite obtener imágenes detalladas de la estructura de poro y de la superficie granítica para una mejor interpretación de los registros de resistividad. Las superficies graníticas nos revelan el mecanismo de transporte de los granos y los fósiles son indicadores de facies limpias. Todo lo anterior nos permite intuir el ambiente de depósito imperante en el medio.

1.1.2.1.4 Análisis e luminiscencia catódica

La luminiscencia se obtiene por la excitación mineral, debida a rayos catódicos, en secciones de roca delgadas.

El valor práctico de la luminiscencia catódica en el contexto de análisis de facies es para detectar apariciones de líneas de fósiles completamente recristalizados. Por otro lado, esta técnica es también usada para analizar la diagénesis de la roca. La materia orgánica puede ser distinguida y correlacionada con una sección delgada.

1.1.2.1.5 Geoquímica

La geoquímica tiene, actualmente, una aplicación muy importante, tanto en exploración como en producción, pues permite entender y conocer el origen, probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo.

Principalmente, el método consiste en la determinación de los isótopos estables de oxígeno y carbono. Por ahora, el trabajo se concentra sobre el rastro del elemento boro como un indicador de la paleosalinidad, pero ha sido demostrado que el contenido de boro es también función de la mineralogía, el tamaño de grano y de la temperatura.

También es importante el análisis de la relación de isótopos oxígeno y de carbono en fragmentos fósiles como un indicador de la paleotemperatura y paleosalinidad. El análisis de isótopos puede, por ejemplo, ser usado para distinguir entre ambientes marinos y terrestres

1.1.2.2 Diagénesis

La textura original de la roca es a menudo fuertemente cambiada por los procesos diagenéticos. Sin embargo, en general, los cambios en las propiedades del yacimiento son relacionados con el lugar de generación de los sedimentos, el tamaño y composición de los granos y con el ambiente de depósito. En areniscas los sedimentos con alta permeabilidad son los mejores yacimientos. En carbonatos, cualquier cambio diagénético mejora o reduce el potencial del yacimiento de una unidad genética dada, pero esto normalmente ocurre en una forma sistemática dentro de cada tipo de unidad genética.

1.1.2.3 Geometría de unidades genéticas

Se define a una unidad genética como un cuerpo de sedimentos depositados durante un mismo tiempo de un proceso particular de depósito, y una unidad amplificada es un cuerpo que se genera por la superposición de unidades genéticas depositadas durante una repetición de procesos particulares de depósito.

Es de principal interés en la delineación del yacimiento, la geometría que se puede esperar de un tipo de unidad genética dada. Para ambientes de depósito comunes como aluvial y deltaico, se encuentra un juego de valores en espesor y relaciones ancho/espesor, pero para otro tipo de areniscas y carbonatos esto no es posible.

La tabla (1.1) da los rangos de parámetros geométricos típicos para algunos tipos de unidades en ambientes de depósito deltaicos.

Tabla (1.1). Geometrías comunes de unidades genéticas en ambiente deltaico

	ANCHO (MTS)	ESPESOR (MTS)	ANCHO / ESPESOR
DISTRIBUTARIOS	125-1200	3-45	15-60
MEANDROS	1200-20000	9-90	100-800
MEDIA LUNA (POINT BARS)	> 3000	8-30	> 300
BARRAS DE BARRERA (BARRIER BARS)	1400-12000	8-30	150-500

1.1.2.3.1 Identificación de facies con registros geofísicos

Ya que se ha analizado el ambiente de depósito, la tarea principal es la delineación del yacimiento, es decir, la extrapolación del modelo sedimentológico local a pozos o zonas del yacimiento de las que no se tiene información. Un elemento importante en este procedimiento es la determinación de las reglas de diagnóstico que permiten el reconocimiento de facies a partir de los registros.

Uno de los registros más usados para este fin es el de rayos gamma. Este registro nos ayuda a diferenciar entre las formaciones permeables de las que no lo son lo que lleva a intuir el tamaño de grano presente en la roca. La figura (1.6) muestra la fuerte relación entre la energía del medio de transporte, la distribución del tamaño del grano y su correspondiente curva en el registro de rayos gamma en ambientes sedimentarios del tipo deltaico.

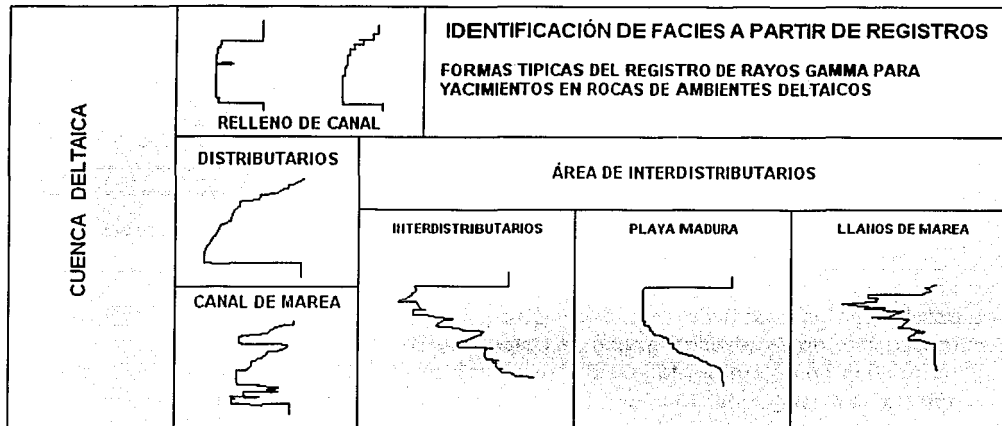


Figura (1.6). Identificación de facies a partir de registros: formas típicas de la curva de rayos gamma para ambientes de depósito del tipo deltaicos

Los parámetros geológicos que tienen influencia sobre la lectura de los registros son: el tamaño y distribución de grano, composición mineral, tipo y cantidad de cementante, tipo y cantidad de arcilla, porosidad secundaria. La figura (1.7) muestra la relación general entre los parámetros geológicos y la respuesta del registro, para rocas clásticas.

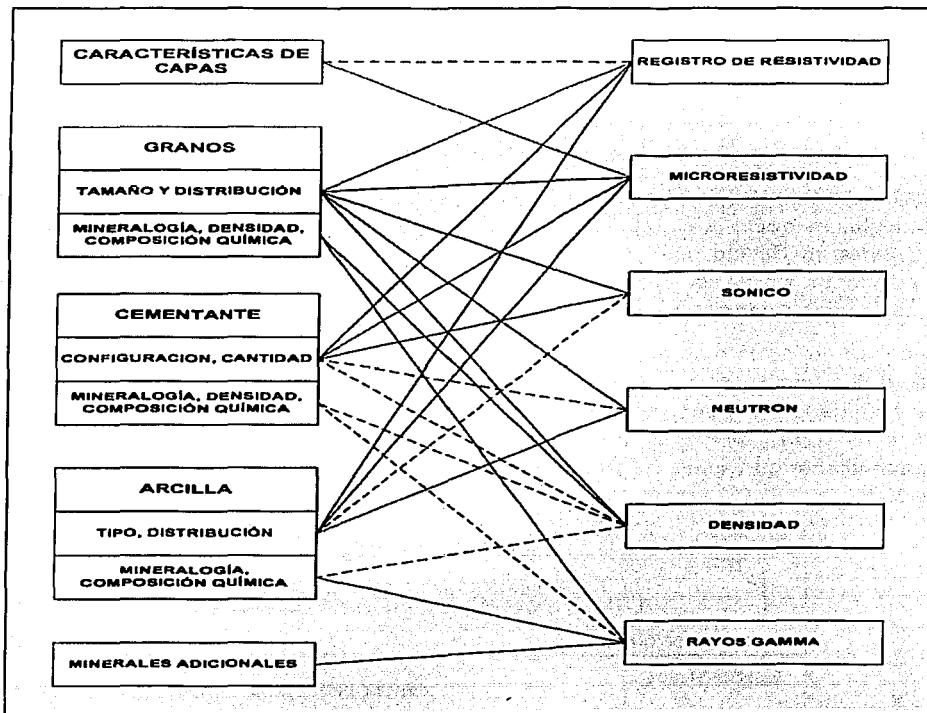


Figura (1.7). Respuesta del registro a las características geológicas en sedimentos clásticos

Para establecer los criterios de identificación de facies se pueden utilizar dos técnicas. La primera consiste en establecer rangos de respuesta de los registros para cada ambiente y si el diagnóstico no es suficiente se debe recurrir a criterios no cuantitativos como la forma del registro. La segunda técnica utiliza métodos estadísticos para discriminar los ambientes que no caen dentro de los criterios establecidos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.1.3 Estimación de reservas

Con los datos y el procesado sísmico de alta calidad, el uso de métodos de predicción de continuidad lateral basados en registros y datos sísmicos, se incrementa marcadamente la posibilidad de obtener una estimación realista de las reservas. Sin embargo, como en la correlación de registros, sin un buen entendimiento de los aspectos estructurales, sedimentológicos y diagenéticos del yacimiento no es posible realizar una estimación acertada de las reservas.

Si se analizan los factores que mayormente controlan la confianza en la estimación de reservas, se puede ver que estos están influenciados por el fenómeno sedimentológico, así como la configuración del yacimiento, dichos factores se enuncian a continuación.

1. La resolución sísmica y la precisión en las conversiones tiempo-profundidad.
2. Espesor del yacimiento y calidad de distribución.
3. Capacidad de sello vertical y lateral.
4. Saturación de hidrocarburos y variación en los contactos entre fluidos.
5. Productividad y porcentaje de recuperación de la roca del yacimiento.

En los proyectos de desarrollo de campos se debe comparar los costos estimados de inversión contra el flujo de caja resultante de la producción de hidrocarburos, a su vez la producción la determina la reserva presente.

Este criterio se usa en la formulación de políticas para:

1. Exploración y desarrollo de recursos petroleros.
2. Diseño y construcción de plantas, sistemas de recolección y otras instalaciones de superficie.

1.1.3.1 Reservas y recursos

El volumen de hidrocarburos originalmente contenidos en las rocas del subsuelo se conoce como recurso, mientras la fracción de acumulaciones conocidas es referida como recurso descubierto. La producción se refiere a los hidrocarburos que han sido recuperados. La reserva son los hidrocarburos que son estimados como comercialmente recuperables, a partir de datos previos y bajo las condiciones económicas actuales, métodos operativos, tecnología y regulaciones gubernamentales.

Las reservas de hidrocarburos son las acumulaciones conocidas donde se tiene evidencia física obtenida a través de pruebas de producción. Donde no se tiene evidencia física, las acumulaciones son conocidas como recurso no descubierto, diagrama (1.1).

		RECURSO					
		DESCUBIERTO		NO DESCUBIERTO			
		NO RECUPERABLE		NO RECUPERABLE			
PRODUCCIÓN	RESERVAS				PROBABLE	POSIBLE	POTENCIAL
	PROBADAS		NO PROBADAS				
			PROBABLES	POSIBLES			

Diagrama (1.1). Clasificación de recursos y reservas

La parte recuperable del recurso no descubierto se clasifica de acuerdo al conocimiento de sus parámetros geológicos como probable, posible y potencial. El riesgo económico generado por la incertidumbre en la información y la interpretación geológica, geofísica y petrofísica determinan la clasificación de las reservas como probadas o no probadas. Las reservas probadas se clasifican como desarrolladas o no desarrolladas, mientras las reservas no probadas se clasifican como probables o posibles.

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.

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

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.

Para contabilizar en las reservas 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 equivalente ⁽²⁹⁾.

1.1.3.1.1 Reservas probadas

Las reservas probadas son aquellas cantidades de hidrocarburos que, por el análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimados con razonable certeza de ser comercialmente recuperables, de datos previos, del conocimiento del yacimiento y bajo las condiciones económicas actuales, métodos operativos y regulaciones gubernamentales.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos y costos asociados para un periodo de tiempo que sea consistente con el proyecto.

Si se usan métodos determinísticos, el término "razonable certeza" expresa un alto grado de confianza de que las reservas probadas se recuperarán. Si se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.

El área del reservorio considerada como reservas probadas incluye:

- El área delineada por perforación de pozos y definida por los contactos agua – aceite (si se conocen).
- Las áreas no perforadas del yacimiento que pueden juzgarse en forma razonable como comercialmente productivas, sobre la base de los datos geológicos y de ingeniería disponibles. En la ausencia de datos en los contactos de fluido, la ocurrencia conocida más baja de hidrocarburos controla el límite de las reservas probadas, a menos que los datos geológicos o de ingeniería indiquen otra cosa.

En general, las reservas se consideran como probadas si la productividad comercial del yacimiento es soportada por la producción actual o pruebas de formación. Además de que las instalaciones o los medios para procesar y transportar esas reservas para ser comercializadas están operacionales en el momento de la estimación o hay una expectativa razonable que se instalarán tales medios.

Las reservas en las locaciones no desarrolladas son clasificadas como probadas no desarrolladas si se cumplen los siguientes factores:

1. Las localizaciones que lograron su objetivo son descubrimientos directos de pozos exploratorios que han indicado la producción comercial en la formación objetivo.
2. Es razonablemente segura la suposición de que tales localizaciones están dentro de los límites productivos probados y conocidos de la formación objetivo.
3. Las localizaciones mantienen el espaciamiento ordenado por las regulaciones, si estas existen.
4. Es bastante probable que las localizaciones se desarrollarán.

Las reservas de otras localizaciones sólo se categorizan como probadas no desarrolladas cuando los datos de ingeniería y geológicos de los pozos indican con razonable certeza que la formación objetivo es lateralmente continua a las localizaciones conocidas y contiene petróleo comercialmente recuperable.

Las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos establecidos de recuperación mejorada son incluidas en la clasificación como reservas probadas cuando.

1. La comprobación exitosa por un proyecto piloto o la respuesta favorable de un programa instalado en el mismo yacimiento o uno análogo con una formación similar y un fluido similar provee el soporte sobre el que se basa el proyecto.
2. Se tiene razonable certeza que el proyecto se llevará a cabo.

1.1.3.1.2 Reservas no probadas probables

Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugiere que es más probable que sean producidas que no lo sean. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% probabilidad de que la reserva recuperada final igualará o excederá la suma las reservas probadas más las probables.

En general, las reservas probables pueden incluir:

1. Las reservas que se anticipa serán probadas cuando se perforen pozos de desarrollo, en los casos en los que el conocimiento del yacimiento es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas,
2. Las reservas en formaciones que parecen ser productivas basándose en análisis de pozos, pero faltan datos de pruebas definitivas; o cuyos yacimientos no son análogos a yacimientos del área que están en producción o que contienen reservas probadas
3. Las reservas incrementales atribuibles a pozos de relleno que hubieran podido ser clasificados como probadas si la distancia entre pozos hubiera sido permisible por las regulaciones en el momento de la estimación (fuera del radio de drenaje)
4. Las reservas atribuibles a métodos de la recuperación mejorada repetidamente exitosos cuando (a) el proyecto piloto está planeado pero no ejecutado (b) la roca, los fluidos, y características del yacimiento parecen favorables para su aplicación comercial.
5. Las reservas en una zona de la formación que parece estar separada del área de reservas probadas por una falla geológica y la interpretación geológica indica que el área objetivo se encuentra estructuralmente más alta que el área de reserva probada.

6. Las reservas atribuibles a trabajos futuros como: estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos dónde tales procedimientos no se han probado exitosos en pozos que exhiben conducta similar en yacimientos análogos.
7. Las reservas incrementales en yacimientos con reservas probadas dónde una interpretación alternativa de producción o datos volumétricos indican más reservas que las que pueden ser clasificadas como probadas.

1.1.3.1.3 Reservas no probadas posibles

Las reservas posibles son aquellas no probadas en las que el análisis geológico y de datos de ingeniería sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que la recuperada final igualará o excederá la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

En general, las reservas posibles pueden incluir:

1. Las reservas que, basadas en las interpretaciones geológicas y que posiblemente podrían existir más allá de áreas clasificadas como probables.
2. Las reservas en formaciones que parecen ser productivas basadas en perfiles de pozo pero pueden ser no productivas en las operaciones comerciales.
3. Reservas incrementales atribuidas a procesos de perforación que estén sujetos a incertidumbre técnica.
4. Las reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada cuando (a) un proyecto piloto se planea pero no está en operación y (b) la roca, el fluido, y las características del yacimiento son tales que existe una duda razonable acerca de la rentabilidad del proyecto.
5. Las reservas en un área de la formación que parece estar separada por fallas geológicas del área de reservas probadas y la interpretación geológica indica que el área objetivo se encuentra estructuralmente más baja que el área de reservas probadas.

1.1.3.2 Volumen original de hidrocarburos

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en el yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a temperatura y presión del yacimiento y puede ser estimado a través de métodos determinísticos o probabilísticos. Las técnicas incluyen: analogía, métodos volumétricos, balance de materia y técnicas de desempeño. En la estimación se debe identificar la incertidumbre de los parámetros como

la porosidad, saturación de agua y espeso neto, etc., y estimar la función de densidad de probabilidad para el volumen original.

La estimación de reservas es justo eso "*estimación*". Ello puede ser no mejor que los datos sobre los que esta basado y se sujeta a la experiencia del estimador. Debido a que se requiere que las estimaciones sean confiables durante las etapa inicial de desarrollo, cuando solo esta disponible una mínima cantidad de información y ya que esta es acumulativa durante la vida de un yacimiento, se tiene que incrementar la cantidad de información disponible, ya que esta cambia los procedimientos para estimar las reservas y mejora la confianza en la estimación.

Las reservas frecuentemente son estimadas en diferentes etapas, como se menciona a continuación ⁽⁵⁾:

1. Antes de perforar o de cualquier desarrollo subsuperficial
2. Durante el desarrollo del campo (perforación de pozos de desarrollo), después de que se han obtenido datos de la historia de producción.

La figura (1.8) muestra los periodos de vida de un proyecto de desarrollo de campos, la secuencia de los métodos apropiados de estimación de la reserva, el impacto sobre el rango de la estimación, un perfil de producción hipotético y el riesgo relativo, en el tiempo, de utilizar tal estimación.

Las técnicas de desempeño normalmente son divididas en estudios de simulación, cálculos de balance de materia y análisis de curvas de declinación. Los periodos relativos de aplicación de estas técnicas son mostradas en la figura (1.8). Durante el periodo AB, antes de que cualquier pozo sea perforado, se estima una recuperación muy general basada en la experiencia de campos similares o pozos en un área cercana. Así la estimación de reservas durante este periodo es establecido por analogía y se expresa generalmente en barriles por acre.

El segundo periodo, BC, sigue después con uno o más pozos perforados y que se encuentran en producción. Los registros de pozos proporcionan información que permiten dimensionar o interpretar geológicamente el yacimiento. Los datos para el análisis volumétrico pueden incluir registros de pozos, datos de análisis de núcleos, muestras de fondo de pozo y mapeo subsuperficial. La interpretación de estos datos, junto con el comportamiento de presión observado en la etapa inicial de producción, indica el mecanismo de producción que se puede esperar para el yacimiento.

El tercer periodo, CD, representa el periodo después de la delineación del yacimiento. En este tiempo, normalmente los datos de desempeño son adecuados para validar la estimación de reservas que se deriva de estudios de modelos de simulación numérica.

Durante el periodo DE, con datos de desempeño maduros, se puede implementar el método de balance de materia para verificar las estimaciones previas de reservas.

La estimación de reservas basada en la extrapolación de perfiles de producción, tal como en el periodo DEF, es considerada como de alta confianza.

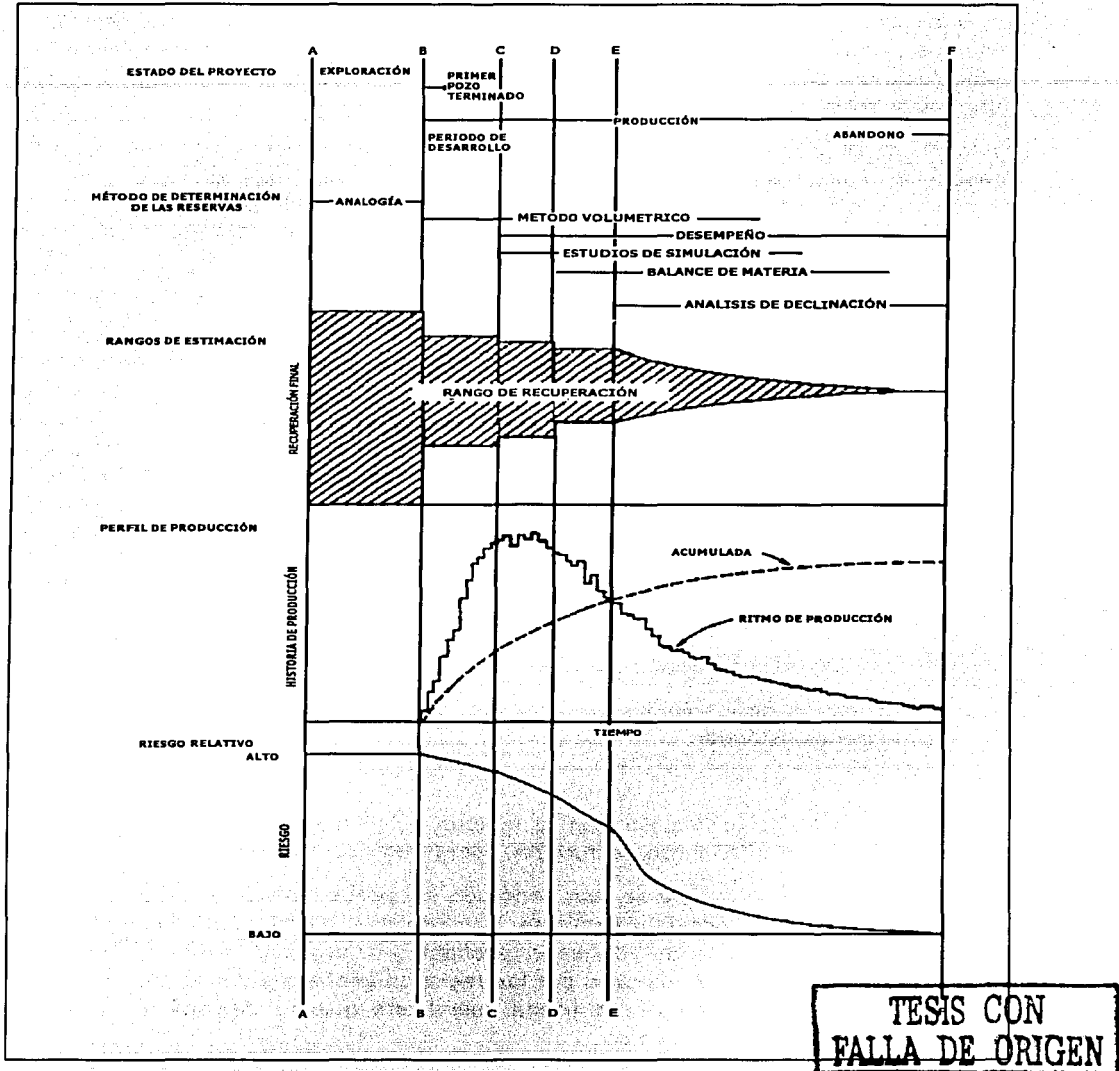


Figura (1.8). Rango en la estimación de la recuperación final durante la vida de un yacimiento

1.1.3.3 Métodos de estimación de reservas

1.1.3.3.1 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.

1.1.3.3.2 Métodos volumétricos

El método volumétrico es una de lo más usados y se aplica a yacimientos y campos en estado inicial de desarrollo. Los principios sobre los que se basa este método son el conocimiento de las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento. Las principales propiedades son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar y factores de volumen., etc. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento compuesta por el área y el espesor neto.

Algunos de los factores necesarios para calcular el volumen in – situ son los siguientes:

1. Determinación del volumen de roca que contiene hidrocarburos.
2. Estimación de la porosidad efectiva y la saturación de hidrocarburos.
3. Identificación de los fluidos y sus propiedades para estimar los hidrocarburos a condiciones estándar.

Para llevar a cabo la estimación con el método volumétrico es necesario hacer las interpretación geológica, Sísmica, estructural, petrofísica y análisis de fluidos.

Este método se usa hasta que se han perforado los pozos suficientes para delinear la geometría areal y el espesor del yacimiento. Después de la terminación del primer pozo, normalmente se le asigna un área de drene razonable y se produce esta área a través del espesor neto del yacimiento indicado por los registros geofísicos. La asignación de un área de drene en acre por pie es usada solo hasta que se dispone de suficiente información para el mapeo geológico.

La figura (1.9) muestra un ejemplo de un mapa geológico subsuperficial, que indica la base (línea punteada) y la cima (línea continua) del yacimiento.

Se calcula el área total encerrada por cada contorno y se grafica como las abscisas sobre un diagrama acre – pie contra la profundidad como ordenada, figura (1.10). Los contactos gas-aceite y aceite-agua, son mostrados como líneas horizontales en el diagrama. Ya que son determinados por núcleos, registros o datos de pruebas de producción.

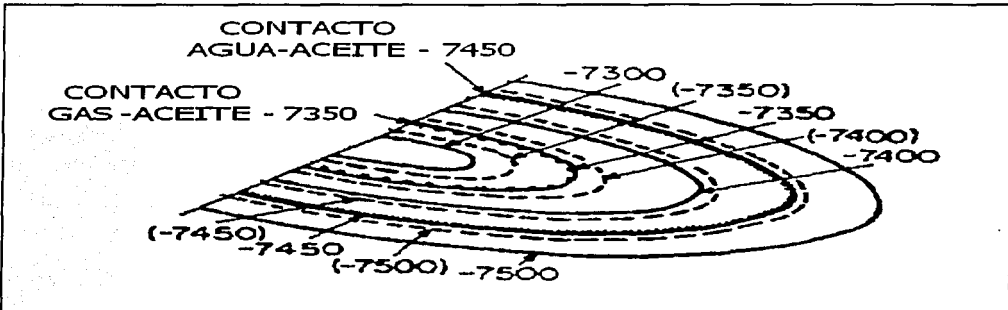


Figura (1.9). Mapa geológico que muestra la cima y la base de un yacimiento (método volumétrico)

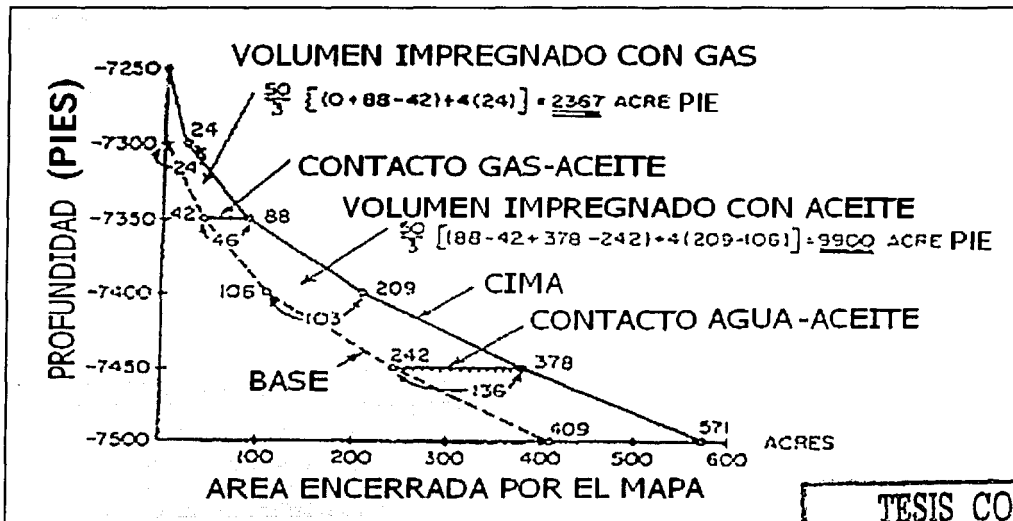


Figura (1.10). Diagrama acre – pie (método volumétrico)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Después de hacer la grafica en el diagrama acre – pie. Los volúmenes de roca impregnados con hidrocarburos se pueden calcular de los siguientes métodos.

1. El volumen puede ser calculado por planimetría del diagrama acre – pie.
2. Si el número de intervalos es uniforme, el volumen puede ser calculado por el método de Simpson.

$$V_R = \frac{1}{3} h [(y_n + y_n) + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{n-2})] \dots \dots \dots (1.1)$$

Donde:

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

h = Espesor del intervalo, pies

y_n = 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. El volumen puede ser también calculado con menor precisión por la regla del trapecio:

$$V_R = h \left[\frac{1}{2} (y_n + y_n) + y_1 + y_2 + \dots + y_{n-1} \right] \dots \dots \dots (1.2)$$

Debido a que el diagrama acre – pie mostrado en la figura (1.10), normalmente es preparado en la cima y base a partir de información de porosidad, este volumen puede ser reducido en cantidad por formaciones de lutitas o secciones impermeables dentro de la misma formación. De los estudios de los registros o núcleos de cada pozo, se puede determinar que fracción del total de la sección es esperada para contener hidrocarburos producibles.

Si la porosidad natural de una zona varía sustancialmente de una zona a otra, o si hay una variación en la saturación de agua, es recomendable preparar mapas de espesores de hidrocarburos, en términos de mapas de isovolúmenes, basados en el espesor neto del yacimiento determinado para cada pozo, multiplicado por la porosidad correspondiente y la saturación de hidrocarburos [$Isovol = h \times \theta \times (1 - S_w)$], nos dan el volumen total de hidrocarburos para cada pozo.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Cálculo de aceite y gas en el yacimiento

Una vez que se conoce el volumen de roca, junto con las características del yacimiento y propiedades de los fluidos, se puede calcular entonces el volumen original de aceite o gas en el yacimiento con las siguientes ecuaciones.

1. *Gas libre o capa de gas (sin aceite residual)*

$$G = \frac{43560V_g \theta (1 - S_w) p T_s}{z T p_s} \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

G = Gas libre en el yacimiento

V_g = Volumen de gas producible del yacimiento, acre-pie (m³)

θ = Porosidad de la formación en fracción

S_w = Saturación de agua intersticial

p_s = Presión estándar, (psia)

T = Temperatura del yacimiento, grados absolutos

T_s = Temperatura estándar, grados absolutos

z = Factor de compresibilidad @ cy

Si se usa el sistema internacional se omite el factor de 43560.

Para obtener la reserva recuperable (*R_R*) de gas se multiplica a *G* por el factor de recuperación (*F_R*).

$$R_R = G F_R \dots\dots\dots (1.4)$$

2. *Aceite en el yacimiento (sin gas libre presente)*



$$N = \frac{7758V_o \theta (1 - S_w)}{B_o} \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde:

N = Volumen original de aceite, BLS @ cs

7758 = Número de barriles por acre pie

V_u = Aceite producible del yacimiento en acre -pie (m^3)

B_o = factor de volumen del aceite

El factor 7758 se omite si se usa el sistema internacional.

Para obtener la reserva recuperable de aceite se multiplica a N por el factor de recuperación.

$$R_R = NF_R \dots\dots\dots (1.6)$$

3. Gas en solución en el aceite del yacimiento

$$G_s = \frac{7758 V_o \theta (1 - S_w) R_s}{B_o} \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde R_s es la relación gas - aceite y G_s es el volumen del gas en solución.

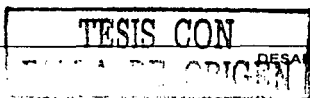
El método volumétrico resulta en la determinación del volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, de manera que para obtener la reserva recuperable se debe multiplicar al volumen original por el factor de recuperación.

Como mencionamos al inicio de este apartado existen otros métodos para el cálculo de las reservas, pero requieren que el yacimiento tenga ya cierto tiempo de producción, además de contar con información adicional de los pozos de desarrollo, dichos métodos nos dan un valor más exacto de las reservas existentes:

1. Curvas de declinación.
2. Métodos de balance de materia.
3. Modelos de simulación numérica.

1.2 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS Y SU MEJOR LOCALIZACIÓN

Al principio del desarrollo de un campo, después de que se ha delineado y se estimado su reserva, una de las variables más importantes necesarias para el plan de desarrollo es la determinación preliminar del número de pozos de desarrollo, requerido inicialmente.



Considerando que las propiedades de la roca son homogéneas y las condiciones geológicas son ideales (uniformidad y continuidad en el yacimiento), la recuperación final en la etapa de producción primaria es independiente del espaciamiento entre los pozos.

Muskat visualiza el espaciamiento entre pozos desde dos puntos de vista: la recuperación física final y la recuperación económica final. Desde el punto de vista físico se requiere un mínimo número de pozos W_m para lograr la máxima recuperación.

Incrementando el número de pozos más allá de este número no habría un aumento en la recuperación final de la etapa primaria.

Desde el punto de vista de la recuperación económica, no dando un límite de tiempo a la vida del proyecto de desarrollo del campo, se puede declarar axiomáticamente que en un extremo, pocos pozos puede drenar la totalidad del yacimiento y en el otro extremo, un gran número de pozos puede drenar eficaz y rápidamente el yacimiento, pero a un alto costo. En cualquier caso, el beneficio económico del proyecto se afecta negativamente. Entre estos dos extremos debe de haber un número óptimo de pozos W_o que produce el máximo beneficio económico.

Este concepto se aplica igualmente para pozos verticales y desviados. En la realidad sin embargo, no se tienen propiedades físicas homogéneas en un yacimiento y no existe ninguno que sea uniforme y continuo.

Tradicionalmente, el número óptimo de pozos y el espaciamiento entre pozos es determinado gráficamente del método de Muskat que propone una curva de beneficio económico contra el espaciamiento entre pozos.

Un método para determinar el espaciamiento óptimo entre pozos sin el uso de una curva fue presentado por Takunaga y Hise. Este método, sin embargo, asume que el gasto de producción de todos los pozos permanece constante (no declina).

En este apartado se explica una solución analítica que asume que la producción inicial de los pozos declina durante la vida del pozo y también que la recuperación final en la etapa de producción primaria es independiente del espaciamiento entre los pozos ⁽⁶⁾, se hace referencia al valor presente neto y otros criterios económicos y de rentabilidad que se verán a detalle en el capítulo tres de este trabajo.

1.2.1 Número óptimo de pozos

Siguiendo el método económico propuesto por Muskat, el número óptimo de pozos se puede determinar analíticamente por el resultado del máximo beneficio económico en una ecuación que exprese el valor presente neto (VPN) a lo largo de la vida útil del proyecto como una función del número de pozos de desarrollo.

El VPN de un proyecto de desarrollo de un campo puede ser expresado aproximadamente por la ecuación:

$$VPN(W) = df N_p V - CW - Z \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde:

$VPN(W)$ = Es el valor presente neto como una función del número de pozos, USD

df = Factor de reducción asociado con la declinación del ingreso, adimensional

N_p = Reserva recuperable durante la vida del proyecto, barriles

V = Precio del crudo como ingreso neto después de pagar impuestos, USD por barril

C = El valor presente de todo el capital invertido por pozo después de impuestos, USD

W = Número de pozos

Z = El valor presente de las inversiones que no dependen del número de pozos, después de impuestos, USD

En el caso de México, V , es el precio de venta estimado, ya que no se aplican impuestos directamente.

El modelo económico expresado por la ecuación (1.8) se modifico para hacer las siguientes suposiciones:

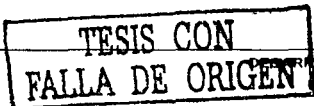
- La reserva total permanece constante
- El valor presente neto es después de impuestos
- Todas las inversiones son llevadas al año cero
- Todos los pozos tienen la misma producción inicial y declinan al mismo ritmo durante toda su vida productiva.
- El ritmo de declinación esta en función del numero de pozos, la producción inicial diaria de aceite y la reserva total.

El factor de reducción (df) asociado con la declinación del ingreso es estimado por la expresión:

$$df = \frac{VP(N_p)}{N_p} \dots\dots\dots (1.9)$$

Donde:

$VP(N_p)$ = Valor presente de la reserva recuperable, barriles



La producción acumulada de aceite (N_p) de un número de pozos (W) es determinada por la ecuación:

$$N_p = \frac{365W (Q_i - Q_t)}{[-Ln(1 - D)]} \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde:

Q_i = Producción inicial diaria de aceite por pozo, Barriles por día

Q_t = Producción diaria de aceite por pozo al tiempo t , Barriles por día

D = Ritmo de declinación anual de la producción, fracción

Llevando Q_t al límite económico Q_e ,

$$N_p = \frac{365W (Q_i)}{[-Ln(1 - D)]} \dots\dots\dots (1.11)$$

El valor presente de N_p al interés (i) es estimado por la ecuación:

$$VP(N_p) = \frac{365W(Q_i)}{-Ln\left[\frac{1-D}{1+i}\right]} \dots\dots\dots (1.12)$$

El factor de reducción df puede ser expresado como:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$df = \frac{-Ln(1-D)}{[-Ln(1-D) + Ln(1+i)]} \dots\dots\dots (1.13)$$

Finalmente sustituyendo la expresión $-Ln(1 - D)$ de la ecuación (1.11) en la ecuación (1.13), el factor de reducción df puede ser expresado como:

$$df = \frac{\frac{365W Q_i}{N_p}}{\frac{365W Q_i}{N_p} + Ln(1 + i)} \dots\dots\dots (1.14)$$

Sustituyendo la ecuación (1.14) en la ecuación (1.8), podemos expresar el $VPN(W)$ como una función de W :

$$VPN(W) = \frac{365WQ_iV}{\frac{365WQ_i}{N_p} + Ln(1+i)} - CW - Z \dots\dots\dots (1.15)$$

Diferenciando $VPN(W)$ con respecto a W y haciendo igual a cero para encontrar el valor máximo de $VPN(W)$, se tiene:

$$\frac{d(VPN(W))}{d(W)} = 0 \dots\dots\dots (1.16)$$

De la operación anterior se obtiene la siguiente ecuación cuadrática:

$$C \left(\frac{365Q_i}{N_p} \right)^2 W^2 + \frac{730Ln(1+i)CQ_iW}{N_p} - 365Q_iV Ln(1+i) + C [Ln(1+i)]^2 = 0 \dots\dots\dots (1.17)$$

Resolviendo para W se encuentra que el número óptimo de pozos esta dado por la ecuación:

$$W_0 = \frac{N_p \left[Ln(1+i)C - [365Q_iV Ln(1+i)]^{0.5} \right]}{-365QC} \dots\dots\dots (1.18)$$

La ganancia máxima se encuentra al sustituir W por W_0 en la ecuación (1.15):

$$VPN(W) = \frac{365W_0Q_iV}{\frac{365W_0Q_i}{N_p} + Ln(1+i)} - CW_0 - Z \dots\dots\dots (1.19)$$

1.2.1.1 Aplicación

La aplicación de este método se explicará con un ejemplo.

Dados los siguientes datos estimar el número óptimo de pozos y la máxima recuperación económica del proyecto:

- Producción acumulada total (Reserva) $N_p = 14MMBLS$
- Gasto inicial de producción de aceite, $Q_i = 600 \frac{BLS}{d}$
- Precio del aceite después de impuestos, $V = 16 \frac{USD}{BL}$
- Valor presente del capital de inversión después de impuestos, $C = 2.4MMUSD$
- Valor presente del capital de inversión no dependiente del número de pozos, después de impuestos, $Z = 30MMUSD$
- Área del yacimiento $A = 2000acres$

Solución:

El número óptimo de pozos y su correspondiente valor presente neto máximo se determinan usando las ecuaciones (1.18) y (1.19) respectivamente:

$$W_0 = \frac{14000000 \left[\ln(1+0.1) \times 2400000 - \left[365 \times 600 \times 16 \times 2400000 \times \ln(1+0.1) \right]^{0.5} \right]}{-365 \times 600 \times 2400000}$$

$W_0 = 17.8$, Alrededor de los 18 pozos

$$\text{Densidad de pozos} = \frac{A}{W_0} \approx 111 \frac{\text{acres}}{\text{pozo}}$$

De la ecuación (1.11), $D = 0.245$

$$\frac{VPN(18)}{14000000} = \frac{365 \times 18 \times 600 \times 16}{365 \times 18 \times 600} - \ln(1+0.1) - 2400000 \times 18 \times 30000000$$

$$\underline{VPN(18)} = 94.2MMUSD$$

La tabla (1.2) y la figura (1.11) presentan $VPN(W)$ para varios valores de W usando la ecuación (1.15) para determinar el número óptimo de pozos de la forma tradicional.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla (1.2)

VPN(W) vs W	
# de Pozos (W)	VPN(W)
1	-0.8
4	49.2
8	78.0
12	89.8
16	93.8
17	94.1
18	94.2
19	94.0
20	93.7
24	91.0
28	86.8

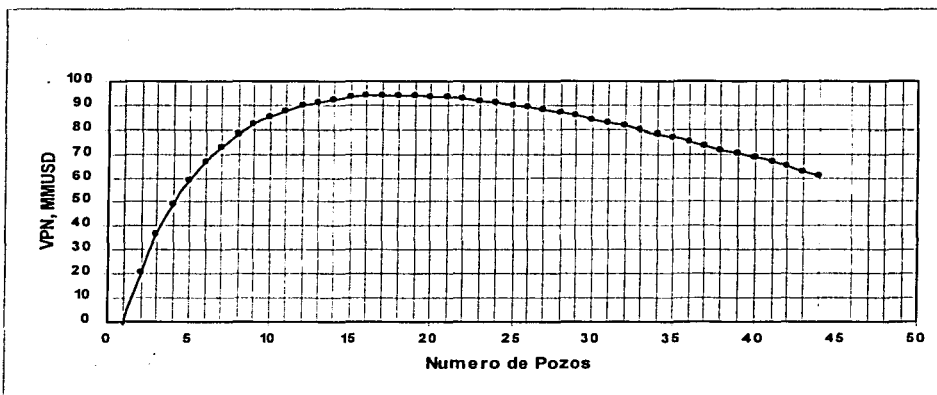


Figura (1.11). Grafica de VPN (W) vs W, para determinar el número óptimo de pozos de la forma tradicional

La tabla (1.3) presenta un análisis de sensibilidad del número óptimo de pozos comparando el resultado del ejemplo anterior con los resultados que se obtienen de variar la tasa de interés (i) y el precio del aceite.

Tabla (1.3)

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SOBRE W_o			
$V(USD/B)$	$i = 0.10$	$i = 0.15$	$i = 0.20$
12	14	15	16
16	18 (caso base)	19	20
20	19	22	24

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.2.2 Espaciamiento óptimo entre pozos

En este apartado resolveremos el problema de la distribución areal de los pozos, para lo cual se selecciona un arreglo geométrico como el que se muestra en la figura y que esta formado por triángulos equiláteros en cuyos vértices se ubican los pozos. Llamaremos espaciamiento entre pozos a la distancia d que hay entre pozo y pozo, figura (1.12).

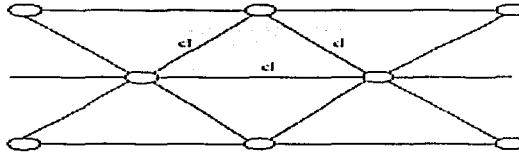


Figura (1.12). Configuración del espaciamiento entre pozos

Se puede demostrar que el área por pozo (A_p) es dos veces el área del triángulo. A su vez el área del triángulo es igual a la mitad de la base d multiplicada por la altura $d \cos 30^\circ$:

$$A_p = 2 \frac{(d)(d \cos 30^\circ)}{2} = 0.866d^2 \dots\dots\dots (1.20)$$

De donde:

$$d = \sqrt{\frac{A_p}{0.866}} \dots\dots\dots (1.21)$$



En el ejemplo anterior se determino que el área por pozo A_p es de:

$$A_p = 111 \frac{\text{acres}}{\text{pozo}} = \frac{449652.6 \text{m}^2}{\text{pozo}}$$

Con esto el espaciamiento óptimo resulta:

$$d = \sqrt{\frac{449652.6}{0.866}} = 720.6 \text{m}$$

Recordemos que este resultado fue obtenido para un precio neto del crudo de, 16 USD/Bbl , pero es muy obvio que los aspectos económicos ejercen una influencia notable en la determinación del espaciamiento entre pozos. Así si varía el precio del barril también lo hará el espaciamiento entre los pozos y se puede comprobar también la variación que ocurre cuando se modifican los demás factores. Como se ha observado, no existe razón para mantener fijos los espaciamientos, ni a través del tiempo, ni entre yacimientos de características similares entre sí. Y como se puede ver los resultados dados a un cierto tiempo pueden cambiar, si cambian los factores involucrados.

Por otra parte si las propiedades de la roca varían es obvio que también lo hará el espaciamiento entre los pozos, por ejemplo si el espesor del yacimiento se reduce el espaciamiento aumentará. Dado que los yacimientos no son homogéneos en ninguna de sus características, podemos concluir que no hay razón para que en un yacimiento real coloquemos todos los pozos a la misma distancia. Por lo que acabamos de ver podríamos decir que aquellas partes del yacimiento donde el espesor neto es mayor, la concentración de pozos debe ser mayor, y que en las porciones donde el espesor neto es menor los pozos deben estar más espaciados entre sí.

Para determinar el espaciamiento en el caso antes mencionado es conveniente zonificar el yacimiento agrupando las áreas que tengan el mismo valor del producto:

$$\frac{\phi h (1 - S_w)}{B_o} \dots\dots\dots (1.22)$$

Y proceder al cálculo de los espaciamientos para cada zona, de acuerdo con el procedimiento establecido.

1.2.3 Selección de la localización óptima de un pozo

La localización óptima de un pozo depende de muchos factores. La simulación numérica es la forma más conveniente y convencional de evaluar estos factores. La simulación numérica puede ser usada para probar diferentes localizaciones de pozos. Las técnicas de optimización requieren de evaluar un gran número de funciones para encontrar la óptima, pero generalmente no es posible realizar suficientes simulaciones. Los métodos como las redes neurales pueden ser usados para aproximar la respuesta de la simulación, requiriendo un mínimo de tiempo de procesado ⁽⁷⁾.

Otro método es el uso de algoritmos genéticos combinados con técnicas de interpolación como; el método Polytope y Kriging. Este método efectúa un mínimo número de simulaciones e interpola los resultados para llegar a la solución óptima.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.3 PRONÓSTICOS E INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

La determinación de los volúmenes de producción, así como su estructura y destino, es tal vez la decisión de mayor trascendencia que corresponde tomar a quienes tienen bajo su responsabilidad la conducción y administración de la industria petrolera de un país.

Definir la producción requerida implica haber estimado la evolución de las necesidades y determinado el número de años para los cuales se considera adecuado preservar y garantizar la disponibilidad de hidrocarburos. La opción de exportar petróleo crudo debe evaluarse en términos del costo que representa desviar del uso interno, presente o futuro, los volúmenes que se destinen al mercado internacional. Hay otros costos asociados a las decisiones de producción; uno de ellos es el desperdicio parcial de hidrocarburos que ocurre por la insuficiencia de las instalaciones para su aprovechamiento, y otro, el más elevado y grave, el de los volúmenes que se dejan atrapados en las rocas cuando los yacimientos se explotan precipitada e irracionalmente y que en mejores condiciones serían susceptibles de extraerse.

Como el esquema de explotación puede cambiar con el tiempo, es necesario que el diseño de la infraestructura de explotación contemple las mayores holguras previsibles y posea la suficiente flexibilidad para admitir los cambios que se vayan requiriendo. La fijación de las cuotas individuales de producción de los pozos debe ser producto del análisis de todas las opciones técnicamente factibles que mejor armonicen con el perfil de producción deseado y bajo ninguna circunstancia se debe permitir el desperdicio de la energía del yacimiento.

1.3.1 Pronósticos de producción

Una vez que el volumen original y la reserva recuperable han sido estimados, el siguiente paso es la predicción de la producción del campo o yacimiento. Este escenario de producción refleja la productividad de cada pozo, la intensidad del desarrollo del campo y los mecanismos de empuje existentes en el yacimiento. Existen varios procedimientos para estimar los escenarios de producción. Todos consideran elementos claves del yacimiento. Los métodos utilizados son análisis de curvas de declinación, balance de materia y simulación de yacimiento.

1.3.1.1 Análisis de curvas de declinación. Este método calcula las predicciones de producción independientemente de cualquier determinación previa del volumen original. Si este es conocido, el factor de recuperación se puede calcular como el cociente al dividir la producción acumulada recuperable entre el volumen original de hidrocarburos

Este método consiste en la extrapolación de la producción de aceite y gas para determinar el volumen que será producido. Para esto es necesario tener disponible

suficiente información histórica del desempeño del yacimiento. La predicción de la producción se hace por el ajuste, de una función no lineal, de la historia de producción.

La desventaja de este procedimiento es que se asume que el comportamiento del yacimiento o campo y el plan de explotación no cambian con el tiempo. La predicción se determina por una expresión matemática que solo es sensible a la producción. Este método depende de la precisión en la medición de los datos y se puede aplicar a un pozo o a un grupo de pozos.

Dicho método se basa en la solución de una ecuación diferencial que involucra el ritmo de producción, el tiempo y un exponente de declinación. Este exponente modela el cambio en la producción y su valor determina la clasificación de la curva de declinación como exponencial, hiperbólica o armónica.

De una prueba de producción (o de cualquier otro método válido) se obtiene el gasto del pozo, después se idealiza el comportamiento de la producción de los pozos, adoptando un comportamiento de declinación de la producción que puede ser exponencial (es la más común), como lo hacen en su inmensa mayoría los yacimientos en el mundo. La declinación exponencial tiene la siguiente ecuación.

$$q = q_0 e^{-bt} \dots\dots\dots (1.23)$$

Con esta ecuación se puede extrapolar el gasto de producción a cualquier tiempo y así obtener el perfil o la predicción de la producción. La figura (1.13) muestra la curva típica para este tipo de declinación, la integración del espacio sobre la curva da la producción acumulada a cierto tiempo.

$$N_p = \int_0^t q(t) \dots\dots\dots (1.24)$$

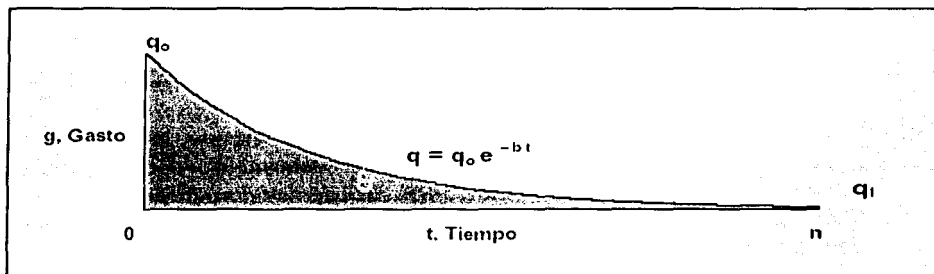


Figura (1.13). Curva típica de la declinación continua.

Es importante mencionar que en este perfil no se incluyen los volúmenes adicionales por concepto de implantación de sistemas artificiales de producción o métodos de recuperación mejorada, de tal manera que si se contemplan planes de desarrollo futuro con alguno de estos sistemas se debe considerar el volumen adicional, de acuerdo a los estudios técnicos.

1.3.1.2 Balance de materia. Este método es usado para estimar los volúmenes de hidrocarburos y las predicciones de producción en un campo o yacimiento. Esto supone que se dispone de datos adecuados de laboratorio, geología y presión – producción. Dicho método se basa en la ley de la conservación de la materia. En su más simple forma, la ecuación establece que el volumen original es igual al volumen remanente más el volumen producido.

Para aplicarlo se requiere de varias fuentes de información como: la producción de fluidos, presión y temperatura del yacimiento, análisis de fluidos, análisis de núcleos e interpretación de registros de pozos. Con estos datos, es posible determinar el volumen original y las predicciones de producción. El volumen original se obtiene por la solución de la ecuación de balance de materia para el tipo de fluidos en estudio.

Una vez que el volumen original ha sido estimado, el balance de materia puede ser usado para estimar la predicción de la producción con graficas de presión contra producción acumulativa ⁽⁹⁾.

1.3.1.2.1 Yacimientos bajosaturados

La recuperación de fluidos en yacimientos bajosaturados depende exclusivamente de la expansión de los fluidos resultante de la caída de presión en el yacimiento.

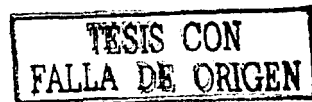
De la ecuación de compresibilidad isotérmica, se tiene:

$$c = - \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \dots\dots\dots (1.25)$$

Integrando y efectuando operaciones se tiene:

$$F_R = \frac{V_P}{V_i} = e^{c_i(p_i - \bar{p})} - 1 \dots\dots\dots (1.26)$$

Donde p_i y \bar{p} son presiones medias del yacimiento a diferentes tiempos.



La ecuación anterior es el factor de recuperación para yacimientos bajosaturados

Para el cálculo de los perfiles de producción con este método es necesario obtener el índice de productividad (IPR) y el Vertical Lift Performance (VLP) (capacidad de producción del pozo, en base a su estado mecánico, el cual es constante en el tiempo si no cambia su estado mecánico) para el pozo en estudio, la referencia (8) puede ser usada como consulta para estos temas.

PROCEDIMIENTO:

- Determinar el valor de la presión media inicial del yacimiento \bar{p} .
- Calcular el IPR para varios valores de presión media del yacimiento y el VLP para el pozo (una sola grafica).

$$q = IP(\bar{p} - p_{wf}) \dots\dots\dots (1.27)$$

- A partir de la presión inicial del yacimiento determinar intervalos de presión media del yacimiento.
- Con las propiedades y la geometría del yacimiento, calcular el volumen original de aceite.

$$N = \frac{7758 A_y h \theta (1 - S_w)}{B_o}$$

- De correlaciones obtener la compresibilidad total (C_i) y con los intervalos presión media seleccionados calcular el factor de recuperación.

$$F_R = \frac{V_p}{V_i} = e^{c_i(p_i - \bar{p})} - 1$$

- Calcular la producción acumulada.

$$N_p = NF_R \dots\dots\dots (1.28)$$

- Del VLP y el IPR obtener el gasto promedio (q_o) que aporta el pozo en el intervalo de presión seleccionado.

- Calcular el incremento tiempo transcurrido de producción con la siguiente expresión:

$$\Delta t (\text{dias}) = \frac{N_p}{q_0} \dots\dots\dots (1.29)$$

- Finalmente seleccionar otros intervalos de presión y repetir el procedimiento para calcular incrementos de tiempo (Δt) y con esto calcular t para construir el perfil de producción contra tiempo.

1.3.1.2.2 Yacimientos saturados

Para el cálculo de los perfiles de producción de pozos en yacimientos saturados se utiliza la ecuación generalizada de balance de materia (sin empuje de acuífero), que es la siguiente:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] = NB_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1+m) \left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] \dots\dots\dots (1.30)$$

Si se asume que al inicio de la producción no existe casquete de gas ($m = 0$) pero al iniciar la producción la presión cae rápidamente abajo del punto de burbujeo. La ecuación anterior queda de la siguiente manera:

Como $G_p = N_p R_p$ y $N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g]$ se tiene:

$$N = \frac{N_p [B_o - R_s B_g] + G_p B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g} \dots\dots\dots (1.31)$$

Simplificando:

$$N = N_p \phi_n + G_p \phi_g \dots\dots\dots (1.32)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Donde:

$$\phi_n = \frac{B_o - R_s B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g} \quad \text{y} \quad \phi_g = \frac{B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g}$$

Ecuaciones (1.33) y (1.34) respectivamente.

Definiendo la relación gas aceite instantánea como:

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} \dots\dots\dots (1.35)$$

Si $N = 1$ STB, se puede escribir la ecuación (1.32) en términos de incrementos de producción:

$$1 = (N_p + \Delta N_p) \phi_n + (G_p + \Delta G_p) \phi_g = (N_p + \Delta N_p) \phi_n + (G_p + R \Delta N_p) \phi_g$$

El valor de R esta dentro del intervalo de producción con incremento de producción acumulada ΔN_p .
 Por lo tanto, se encuentra entre el intervalo i e $i + 1$.

$$1 = (N_{pi} + \Delta N_{pi \rightarrow i+1}) \phi_{n,prom} + (G_{pi} + R_{prom} \Delta N_{pi \rightarrow i+1}) \phi_{g,prom}$$

Despejando:

$$\Delta N_{pi \rightarrow i+1} = \frac{1 - N_{pi} (\phi_n)_{prom} - G_{pi} (\phi_g)_{prom}}{(\phi_n)_{prom} + R_{prom} (\phi_g)_{prom}} \dots\dots\dots (1.36)$$

PROCEDIMIENTO (estos cálculos son para 1 BLS):

- Definir un intervalo de presiones medias del yacimiento Δp .
- De correlaciones calcular $B_n, B_{nl}, B_g, R_n, R_l$ para los dos valores del intervalo
- Con las ecuaciones (2) y (3) calcular ϕ_n y ϕ_g para los dos valores de presión del intervalo y calcular el promedio de cada uno.
- Suponer un valor de R_{prom} en el intervalo.
- Calcular $\Delta N_{pi \rightarrow i+1}$ y después $N_{pi \rightarrow i+1}$
- Calcular $G_{pi \rightarrow i+1}$ ($\Delta G_{pi \rightarrow i+1} = \Delta N_{pi \rightarrow i+1} R_{prom}$)
- Calcular la saturación de aceite con la siguiente ecuación:

TESIS CON

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \frac{B_o}{B_{oi}} (1 - S_w) \dots\dots\dots (1.37)$$

- Obtener la relación de permeabilidades relativas k_x/k_o de una curva contra S_o .
- Calcular: $R_{prom} = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \dots\dots\dots (1.38)$
- Comparar el valor calculado de R_{prom} con el valor supuesto.
- Si la diferencia entre los dos valores cae dentro de tolerancia el valor supuesto es correcto de lo contrario suponer otro valor de R_{prom} y repetir el procedimiento.
- Con las propiedades y geometría del yacimiento, calcular el volumen original de aceite.

$$N = \frac{7758 A_y h \theta (1 - S_w)}{B_o}$$

- Usando la presión promedio en el intervalo seleccionado, calcular el IPR y el VLP (correlación de Vogel).
- Calcular ΔN_p y ΔG_p a cualquier valor de reserva:

$$\Delta N_p (\text{a cualquier valor}) = \Delta N_p (\text{para 1 BLS}) \times N \dots\dots\dots (1.39)$$

$$\Delta G_p = \Delta N_p (\text{a cualquier valor}) \times R_{prom} \dots\dots\dots (1.40)$$

- Con el IPR y el VLP obtener el gasto promedio en el intervalo seleccionado y calcular el tiempo de producción de ΔN_p (a cualquier valor).

$$t = \frac{\Delta N_p}{q_{o,prom}}$$

- Construir el perfil de producción contra el tiempo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.3.1.2.3 Yacimientos de gas

Si G_i y G son la reserva inicial y actual respectivamente, entonces la producción acumulada de gas G_p , se puede expresar como sigue:

$$G_p = G_i - G = G_i - G_i \frac{B_g}{B_{gi}} \text{ Y como } B_g = \frac{p}{z} \text{ se tiene:}$$

$$G_p = G_i \left(1 - \frac{\overline{p/z}}{p_i/z_i} \right) \dots\dots\dots (1.41)$$

PROCEDIMIENTO

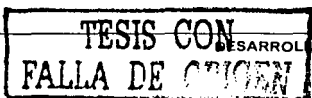
- Calcular el volumen original de gas.

$$G = \frac{43560 A h \theta S_g}{B_{gi}}$$

- Calcular, para la presión media inicial del yacimiento, el correspondiente factor de compresibilidad y calcular el cociente.

$$p_i/z_i$$

- A partir de la presión inicial seleccionar otras presiones medias del yacimiento y calcular los factores de compresibilidad correspondientes.
- Con la ecuación (1.41) y los datos previos, calcular incrementos de G_p , para cada presión media seleccionada.
- Calcular el IPR para cada presión media seleccionada.
- Calcular el VLP del pozo y graficarlo junto con el IPR.
- Con el IPR y el VLP, calcular el gasto promedio para cada presión.
- Con el gasto promedio q_g y la producción acumulada G_p , calcular los incrementos de tiempo Δt .



$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_g}$$

- Con los incrementos de tiempo, calcular el tiempo t .
- Construir la grafica de producción contra tiempo.

Los métodos descritos anteriormente requieren de un tratamiento más profundo pero el alcance y tiempo disponible en esta tesis no lo permiten, por lo que se deja la referencia (8) para que el lector pueda profundizar más.

1.3.1.3 Simulación numérica. Como en el análisis de las curvas de declinación, este método determina las reservas técnicas (perfiles de producción) a partir de la inferencia del factor de recuperación. Actualmente, los simuladores son ampliamente usados debido a que proveen respuestas a problemas complejos. Por ejemplo, proyectos en que es necesario determinar los beneficios de un proyecto de mantenimiento de presión combinado con pozos de relleno y la optimización de sistemas artificiales de producción. En este caso, la simulación es una herramienta completa para describir cuantitativamente el flujo en un yacimiento dado un plan de producción, estrategias de inversión y regulaciones gubernamentales. Este método requiere de una cantidad de información considerable para la estimación de las reservas.

El proceso de la simulación numérica divide el yacimiento en celdas o bloques para definir la heterogeneidad del yacimiento. Se considera el espaciamento entre pozos, dirección probable del flujo, fronteras físicas y fallas. Cada una de estas celdas es relacionada con un juego de parámetros petrofísicos, dinámicos y propiedades de los fluidos. Basados en el modelo se establecen las ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos para cada celda. Los pozos son referidos dentro de la celda correspondiente y los ritmos de producción o inyección se asignan a cada uno de ellos. Las ecuaciones resultantes se resuelven por medio de métodos numéricos, principalmente métodos de diferencias finitas, lo anterior nos da las nuevas condiciones de presión, distribución de la saturación y producción en los pozos. Este proceso se repite para varios periodos.

Para construir el modelo de simulación se requiere: la permeabilidad, porosidad, espesor, elevación, saturación inicial para cada fase, presión inicial, propiedades de los fluidos permeabilidades relativas, presión capilar, compresibilidad, tamaño de las celdas y definición del acuífero.

El modelo se calibra con los datos de la historia de producción. Durante este proceso, los resultados deben igualar los ritmos de la historia producción. Este

proceso es muy laborioso e implica modificar los valores de varios parámetros como: permeabilidad absoluta, tamaño del acuífero y porosidad. Estos cambios deben de ser acordes con las características del yacimiento.

Una vez que el modelo ha sido calibrado con los datos históricos de presión producción se puede utilizar para las predicciones de la producción del campo.

1.3.2 Instalaciones de producción

Después de estimar los perfiles de producción es necesario determinar el tipo y capacidad de las instalaciones para transportar y procesar los hidrocarburos. Para esto se debe tomar en cuenta la localización del campo, el volumen, tipo y propiedades de los fluidos que se van a manejar, ya que de ello depende el tipo y tamaño de las instalaciones que se construirán, además de un análisis económico que optimice la inversión que se va a realizar.

Para el diseño de las instalaciones se debe utilizar software especializado para simular todas las opciones disponibles y poder seleccionar la más óptima.

A continuación se explica la configuración básica de un sistema de producción y las variables a controlar dentro del proceso.

1.3.2.1 Configuración básica del sistema de producción

1. Cabeza del pozo y línea de recolección
2. Separadores
3. Instalaciones de tratamiento del aceite
4. Instalaciones de tratamiento del gas
5. Tratamiento del agua
6. Bombas
7. Compresores

La figura (1.13) muestra el diagrama básico del sistema de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

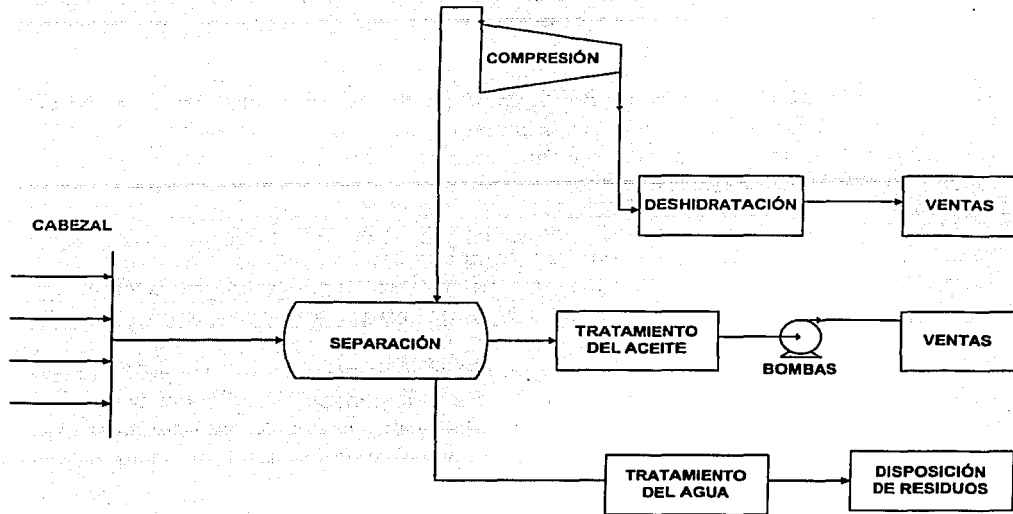


Figura (1.13). Diagrama básico de un sistema de producción

1.3.2.2 Variables a controlar en un sistema de producción

1. Abertura de las válvulas de control
2. Presión
3. Niveles
4. Temperatura
5. Flujo

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

En un sistema de producción se encuentra, en primer lugar, las líneas de recolección que se diseñan en base al volumen que se va a transportar (a través del tiempo), las propiedades de los fluidos y a las condiciones ambientales que se tengan en el lugar.

Principalmente las variables que se determinan en su diseño son el diámetro y el espesor ⁽⁹⁾. El diámetro lo determina el volumen, la caída de presión, la velocidad necesaria para optimizar el transporte del crudo y el análisis económico que resulte de comparar diferentes diámetros contra el volumen de crudo que se puede transportar. El espesor lo determina la presión dentro de la línea, existen varias normas (*ANSI B 31.3* y *B 31.4*) que establecen los criterios para la selección de este parámetro.

Se debe cuidar que la velocidad del fluido no exceda un cierto valor (15 ft/seg) ya que a velocidades altas se causa erosión en la tubería y se incrementa la caída de presión por fricción.

Para campos marinos con producción de agua, las líneas de recolección o de transporte deben estar diseñadas para que la temperatura del fluido no descienda debajo de la temperatura de formación de hidratos. Para esto se coloca un recubrimiento aislante que conserva la temperatura de los fluidos.

La función de las instalaciones de producción es la de separar y estabilizar la mezcla de fluidos que sale de los pozos en tres componentes (aceite, gas y agua) para su comercialización o disponer de ellos en una manera ambientalmente aceptable. Los dispositivos mecánicos que se usan para separar la mezcla son llamados separadores, que pueden ser de dos o tres fases y estos a su vez pueden ser horizontales, verticales o esféricos; los cuales tienen aplicación según el tipo y propiedades de los fluidos, además del espacio disponible para su colocación. Una de las variables más importantes en esta sección es la presión en la primera etapa de separación, ya que de esta depende en gran medida la estabilización del crudo en la etapa final y la recuperación total de líquidos en el tanque de almacenamiento.

Otro aspecto importante es el número de etapas de separación, el cual está en función de la presión en la primera etapa y del tipo y propiedades de los fluidos.

El gas que se separa debe ser comprimido y tratado para su venta. Para esto se pueden utilizar compresores recíprocos o centrífugos según sean los requerimientos. Normalmente este gas está saturado con vapor de agua por lo que se debe deshidratar, para esto se usan deshidratadores a base de glicol.

En algunos tipos de crudo es necesario remover los componentes que no son hidrocarburos como el H_2S y CO_2 , ya que representan fuertes problemas de corrosión para las instalaciones, además de que en los contratos de compra venta se estipula que los hidrocarburos deben tener un porcentaje mínimo aceptable de estos compuestos que no represente problemas.

El tratamiento del crudo varía de acuerdo al tipo y propiedades, pero además de los anteriores puede requerir los siguientes: deshidratación, tratamiento del crudo en emulsión con el agua, desalinización y eliminación de los sedimentos.

El crudo que se produce debe ser medido, esto se puede hacer con placas de orificio o turbinas de medición.

El agua separada debe ser tratada para quitar las pequeñas cantidades de aceite que contiene o en su defecto inyectarla en pozo letrina en cuyo caso se debe contar con filtros de sólidos.

La información anterior resume las funciones principales de las instalaciones de producción, pero esta debe tener soporte de otras estructuras y equipos que se resumen a continuación ⁽¹⁰⁾:

1. Si el campo es terrestre, se debe contar con caminos y espacios necesarios para las instalaciones que no afecte al medio ambiente. Si es marino, se debe contar con plataformas de varios tipos como: satélite, producción, compresión, habitacional, etc.
2. Se debe contar con equipo para permitir el proceso: generación y distribución de electricidad, combustibles, etc.
3. Instalaciones para el personal, habitaciones, comedores y cuartos de control.
4. Sistemas de seguridad contra incendios y detección de riesgos potenciales.

1.4 ADQUISICIÓN DE DATOS

Durante el ciclo de vida de un yacimiento, y en general en las etapas de exploración, delimitación, desarrollo y las etapas posteriores de declinación de la producción y abandono, se deben tomar importantes decisiones para la asignación apropiada de recursos y asegurar el conocimiento del potencial de producción del yacimiento.

El inicio de la etapa primaria de producción se caracteriza por la falta de conocimiento de la distribución de las propiedades del yacimiento. Conforme avanza el desarrollo, se recopila información diversa, como: sísmica, registros de pozos y datos de producción, esta se combina para construir un modelo de la distribución de las propiedades del yacimiento.

La clave para obtener decisiones óptimas para el desarrollo del yacimiento es la correcta incorporación, validación e interpretación de los datos obtenidos durante el ciclo de vida de un yacimiento.

Para la incorporación de la información es necesario establecer un plan a largo plazo el cual nos indica la metodología que se debe seguir para la adquisición de datos.

El plan de adquisición de datos esta implícito dentro del proceso de administración del yacimiento, el cual es un proceso iterativo que inicia desde el descubrimiento del campo. El diagrama (1.3) muestra dicho proceso.

Dentro de dicho proceso iterativo es donde se debe de planear en forma óptima la información que se obtendrá durante las operaciones que se lleven a cabo en el yacimiento, ya sea de producción o de perforación. La figura (1.14) muestra el diagrama conceptual del plan para la adquisición de datos.

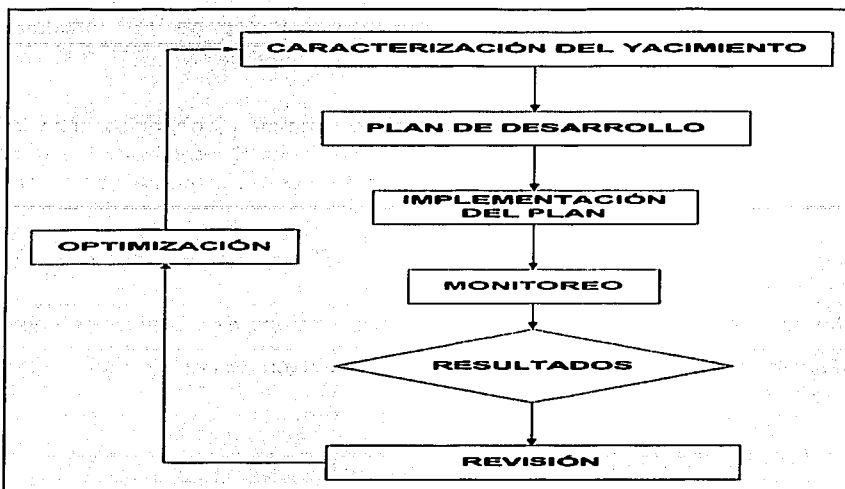


Diagrama (1.3). Proceso de administración de yacimientos.

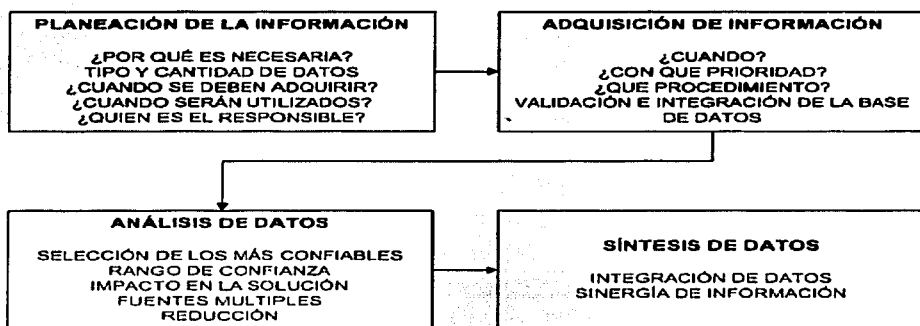


Figura (1.14). Diagrama conceptual del plan para la adquisición de datos

1.4.1 Adquisición de datos de pozos

La información sísmica y de pozos es el principal recurso para actualizar el conocimiento y el modelo de un yacimiento, la selección y calidad de los datos es clave para la comprensión de la distribución de las propiedades del yacimiento y los resultados de estudios posteriores.

Los datos son cruciales en las fases de exploración y valoración, para reducir la incertidumbre a un nivel aceptable.

Por lo que se ha venido manejando queda claro que para conducir debidamente la explotación de los yacimientos es necesario conocer las propiedades de la roca y de los fluidos, de la roca interesa determinar la porosidad, la permeabilidad, los espesores, las intercalaciones compactas, su posible reacción con los fluidos extraños, su compresibilidad y las proporciones en que sus volúmenes porosos son ocupados por los distintos fluidos que residen en el yacimiento como agua, aceite y gas. De los fluidos es necesario conocer su composición, su densidad, su viscosidad, compresibilidad, así como la variación que estas propiedades experimentan con los cambios de presión y temperatura.

La determinación correcta y representativa de las propiedades de la roca y de los fluidos requiere de la perforación de un cierto número de pozos convenientemente distribuidos en todo el yacimiento, por medio de los cuales sea posible efectuar estudios previos, antes de invertir sumas cuantiosas. Una vez realizada esta tarea se pueden definir las condiciones de terminación de los pozos de acuerdo a las características de los yacimientos, como por ejemplo los diámetros de las tuberías de producción, que son determinantes en el aprovechamiento de la energía que impulsa los fluidos, y en el diseño de los separadores, que influyen en el aprovechamiento de la energía y en la recuperación final.

La información preliminar desempeña un papel importante en la estimación de las reservas; a su vez, el conocimiento del potencial del yacimiento facilita el correcto diseño de las instalaciones para el manejo de los fluidos y para el aprovechamiento cabal de los hidrocarburos que se vayan a producir. Con los primeros cálculos de las reservas se fijan el número de pozos, las distancias entre ellos y sus ritmos de producción que más convengan para aprovechar correctamente todas las inversiones.

El escaso conocimiento de las propiedades de las rocas o de los fluidos puede conducir a malas decisiones sobre el diámetro de la tubería de producción o los separadores, y con ello desaprovechar la energía natural y por lo tanto afectar negativamente el volumen de hidrocarburos que finalmente se recupere.

Los datos de pozos son indispensables al tomar las decisiones para el desarrollo del campo pero también son costosos y su adquisición debe ser planeada cuidadosamente. De aquí la necesidad de tener una estrategia óptima en la adquisición de datos de pozos.

Dicha estrategia tiene dos razones principales:

- Identificar con certeza las incertidumbres claves y los parámetros relacionados con esta.
- Identificar la ruta crítica, principalmente desde la incertidumbre en los parámetros hasta las técnicas de adquisición de datos, para seleccionar la más conveniente.

La toma de información en los pozos se ve afectada por el medio ambiente que rodea al instrumento que esta midiendo, de aquí la necesidad de tomar en cuenta en el diseño del pozo la información que será adquirida.

La figura (1.15) muestra los tipos de datos considerados y los factores del medio ambiente que influyen en su medición.

La compañía petrolera ELF desarrollo un método para la estrategia de adquisición de datos de pozos ⁽¹⁾. Los aspectos principales se mencionan a continuación:

1. Se propone un "proceso analítico" para identificar las incertidumbres y expresarla dentro de los parámetros de caracterización del objetivo geológico. Los parámetros son independientes del diseño del pozo; esto simplifica la descripción del objetivo que se esta considerando.
2. También se propone un proceso de "selección de la adquisición", que consiste en definir las técnicas apropiadas de adquisición para cada parámetro. Dichas técnicas están estrechamente relacionadas con el diseño del pozo.

La aplicación de este método requiere de un análisis preliminar exhaustivo de todos los datos disponibles, para definir las incertidumbres claves.

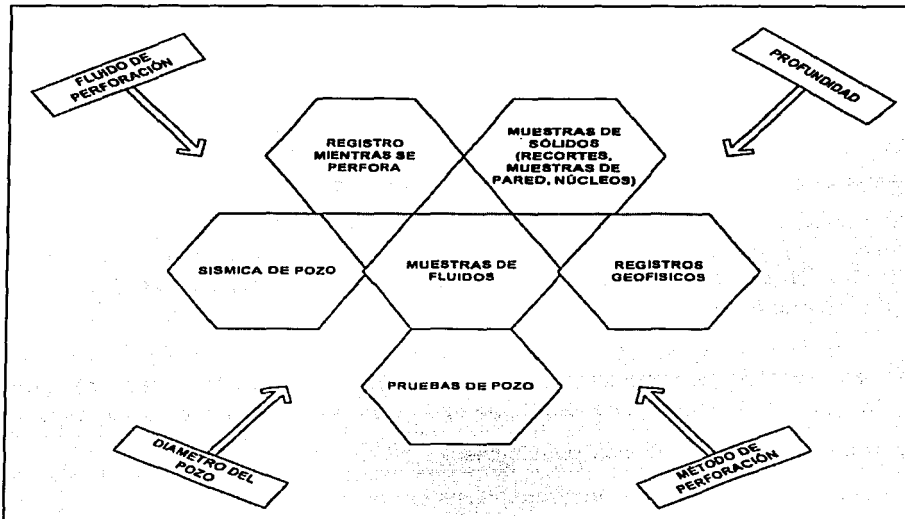


Figura (1.15). Tipo de datos de pozo y factores del medio ambiente que afectan su medición

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La información recopilada no tiene otro fin que proporcionar un conocimiento más acertado del yacimiento, este conocimiento se da a través de estudios de caracterización los cuales según el grado de complejidad se pueden dividir en tres etapas:

1. Estudio de caracterización inicial (Quick Look).

Estos estudios permiten identificar, evaluar, jerarquizar y documentar las oportunidades preliminares para el desarrollo del yacimiento. Se apoya en toda la información disponible hasta el momento.

2. Caracterización estática del yacimiento.

Tomando como punto de partida el estudio de caracterización inicial, así como la base de datos actualizada con información recientemente adquirida, se procede a efectuar el estudio de caracterización estática del yacimiento, figura (1.16). El cual esta constituido fundamentalmente por: Modelo petrofísico y Modelo estratigráfico – sedimentológico y estructural (geológico)

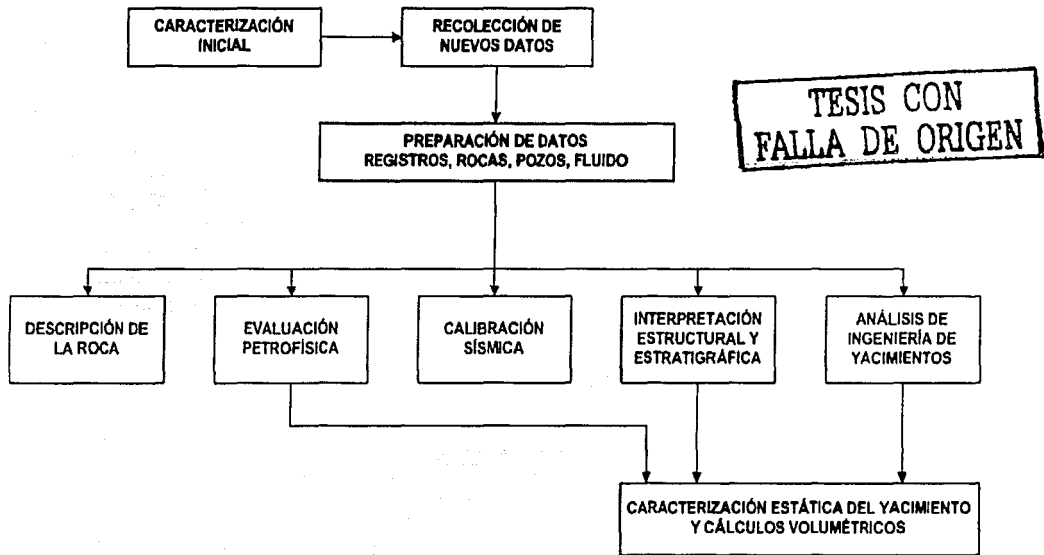


Figura (1.16). Proceso de un estudio de caracterización estática del yacimiento

3. Caracterización dinámica del yacimiento, figura (1.17).

Se define como la identificación y evaluación de los elementos que afectan su explotación a través de la medición de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo, etc. Las mediciones de estas variables se realizan bajo condiciones de explotación del yacimiento y de aquí su carácter dinámico.

Para evaluar dinámicamente un yacimiento es necesario considerar las mediciones como un experimento llevado a cabo bajo condiciones de explotación, de tal forma, que es posible mediante el monitoreo de parámetros, la determinación del estado del sistema en el momento de la medición.

Las mediciones utilizadas para la caracterización dinámica del sistema son: datos de producción (agua, aceite y gas), pruebas de presión, pruebas de formación, registros de producción, pruebas de trazadores y composición de los fluidos.

La factibilidad económica de un proyecto petrolero, es determinada por el comportamiento de la producción, bajo las condiciones de operación actuales y futuras, de aquí la importancia que reviste el disponer de un modelo de yacimiento que reproduzca lo más aproximadamente posible el comportamiento pasado del yacimiento (*history matching*) para asegurar la confiabilidad de los pronósticos de producción y presión ⁽¹²⁾.

Para finalizar este apartado se enumeran a continuación la información que se requiere para la caracterización integral de un yacimiento y en seguida se muestra la tabla (1.4) que contiene la clasificación, el tipo y el uso que se les da a los datos en el conocimiento del yacimiento.

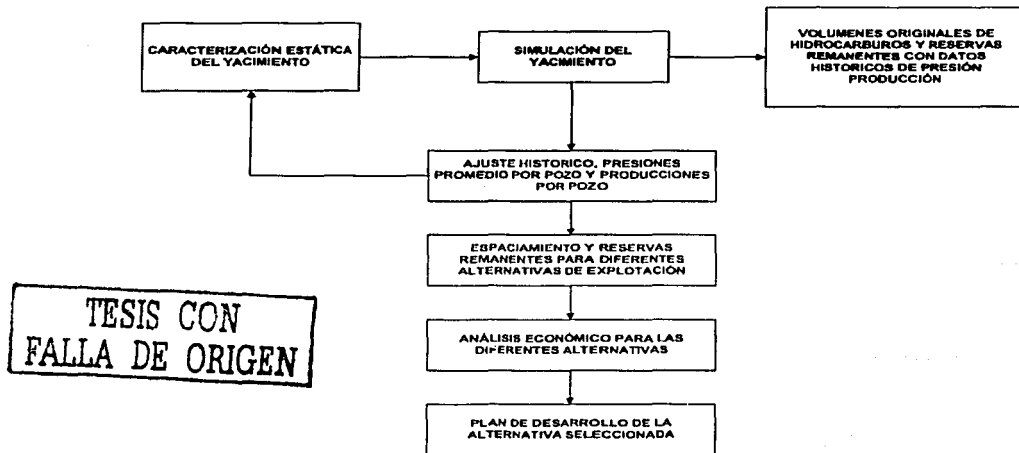


Figura (1.17). Proceso de un estudio de caracterización dinámica del yacimiento

Información que se requiere para la caracterización integral de un yacimiento

1. Plano actualizado de localización de estructuras en el área
2. Plano actualizado de localización de pozos perforados y en perforación en las estructuras
3. Plano de localización de secciones sísmicas levantadas en el área
4. Plano de isócronas del área de estudio, que incluyan las estructuras en cuestión
5. Secciones sísmicas que cubran las estructuras en estudio y áreas vecinas
6. Cintas de secciones sísmicas procesadas levantadas en el área
7. Muestras de roca convenientemente identificadas
8. Descripciones litológicas y petrográficas de las muestras de roca
9. Muestras de hidrocarburos del yacimiento
10. Muestras de agua de la formación productora
11. Información general de los pozos perforados y en perforación
12. Reducción de los registros geofísicos a escala 1:2000 por pozo y en secciones transversales
13. Datos digitalizados de los registros geofísicos y copia de los registros de campo a escala 1:500
14. Informe de interpretación de los registros
15. Información de sismogramas, sintéticos, perfiles sísmicos verticales, tiros de pozo y diagramas de velocidad.
16. Registro continuo de hidrocarburos
17. Reporte de análisis petrofísicos
18. Reporte de análisis químico del agua de formación
19. Información referente a las pruebas de formación y producción efectuadas
20. Información referente a la terminación y reparación de pozos
21. Resultados de los cálculos de la desviación de los pozos y medición de los echados de las formaciones
22. Profundidad de los contactos gas-aceite y aceite-agua
23. Datos de tiempo, gasto y presión de fondo
24. Análisis PVT de los fluidos producidos
25. Información de las condiciones de producción que tienen los pozos vecinos con respecto al pozo probado al momento de registro de la prueba
26. Registros de producción (molinete, temperatura, etc.)
27. Historia de producción de los fluidos producidos por pozo y por intervalo
28. Historia de producción global del yacimiento
29. Historia de presiones a nivel de pozo
30. Datos de presión de fondo y gasto estabilizado
31. Informes o reportes de los estudios realizados a las estructuras por caracterizar
32. Compresibilidad de la roca

Tabla (1.4)

CLASIFICACIÓN, TIPO Y USO DE LOS DATOS		
CLASIFICACIÓN	DATOS	UTILIZACIÓN
SÍSMICOS	ESTRUCTURA, ESTRATIGRAFÍA, ESPESORES EN CAPAS, HETEROGENEIDADES	ESTOS DATOS SE UTILIZAN PARA CONOCER LA FORMA Y ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO ASÍ COMO EL TIPO DE TRAMPA Y LOS LÍMITES DEL YACIMIENTO
GEOLÓGICOS	MEDIO AMBIENTE DE DEPOSITO, DIAGÉNESIS DEL MEDIO AMBIENTE DE DEPOSITO, LITOLOGÍA, ESTRUCTURA, FALLAS, FRACTURAS	CONOCIMIENTO DE LA ESTRUCTURA INTERNA DEL SEDIMENTO, TIPO DE POROSIDAD, TIPO DE ROCA, TIPO DE TRAMPA, CUERPO ALMACENADOR
REGISTROS	PROFUNDIDAD, LITOLOGÍA, ESPESORES, POROSIDAD, SATURACIONES DE FLUIDOS, CONTACTOS, SECCIONES DE CORRELACIÓN	ASENTAMIENTO DE TR'S, INTERVALO A DISPARAR, EXTRAPOLACIÓN DE DATOS PARA CONOCER MÁS A FONDO EL YACIMIENTO, EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE HIDROCARBUROS
PRUEBAS DE POZO	PRESIÓN DEL YACIMIENTO, PERMEABILIDAD EFECTIVA, ESPESORES, ESTRATIFICACIÓN, CONTINUIDAD DEL YACIMIENTO, PRESENCIA DE FRACTURAS O FALLAS, ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD Y DE INYECTIVIDAD, SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE	FACILIDAD CON LA QUE SE MUEVEN LOS FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO, POTENCIAL DE HIDROCARBUROS, LÍMITES DEL YACIMIENTO, EXISTENCIA DE POROSIDAD SECUNDARIA, COMPORTAMIENTO DEL POZO
NÚCLEOS	ANÁLISIS BÁSICO: PROFUNDIDAD LITOLOGÍA, ESPESORES, POROSIDAD, PERMEABILIDAD, SATURACIONES DE FLUIDOS RESIDUALES ANÁLISIS ESPECIALES: PERMEABILIDADES RELATIVAS, PRESIÓN CAPILAR, COMPRESIBILIDAD DEL PORO, TAMAÑO DEL GRANO, DISTRIBUCIÓN Y TAMAÑO DE PORO	PROPIEDADES PRETRÓFISICAS DEL YACIMIENTO LAS CUALES SE UTILIZAN EN LOS ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO Y SIMULACIÓN ASÍ COMO EN LA CARACTERIZACIÓN INTEGRAL DEL YACIMIENTO
FLUIDOS	FACTORES DE VOLUMEN, COMPRESIBILIDADES, VISCOSIDADES, SOLUBILIDAD DEL GAS, COMPOSICIÓN QUÍMICA, COMPORTAMIENTO DE FASES, DENSIDADES	SE UTILIZAN PARA CARACTERIZAR LOS FLUIDOS ASÍ COMO PARA CONOCER SU COMPORTAMIENTO AL DESCENDER LA PRESIÓN, TAMBIÉN SE USAN EN ESTUDIOS DE FLUJO EN TUBERÍAS
PRODUCCIÓN E INYECCIÓN	RITMOS DE PRODUCCIÓN Y PRODUCCIÓN ACUMULADA, RITMOS DE INYECCIÓN E INYECCIÓN ACUMULADA	SE CONOCE EL COMPORTAMIENTO DEL POZO Y SE REALIZAN ESTUDIOS DE DECLINACIÓN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.4.2 Monitoreo continuo

Otro aspecto en la adquisición de datos durante el desarrollo y operación de un campo, es el monitoreo en tiempo real de las condiciones de operación y explotación, los cuales, a través del análisis e interpretación ayudan a corregir y actualizar el plan de explotación.

La explotación óptima de un campo es un proceso continuo e iterativo y se realiza a través de los siguientes pasos:

- (1) Adquisición de datos
- (2) Interpretación
- (3) Tomar las decisiones, a partir de los resultados, sobre la mejor forma de continuar el desarrollo del campo
- (4) Ejecutar las decisiones

La administración integral del yacimiento involucra una secuencia de actividades que se realizan una y otra vez dentro de un proceso iterativo. El desempeño real del campo es valorado a partir del monitoreo de datos y se compara con el plan de desarrollo de manera que este último es revisado y actualizado. Esta secuencia de actividades, ejecutada como un proceso iterativo se repite para asegurar que se obtenga todo el potencial del campo ⁽¹³⁾.

El monitoreo de datos varía ampliamente, en frecuencia de adquisición y en cobertura espacial. Temporalmente, los rangos son desde monitoreo continuo o permanente en la escala de minutos o segundos hasta mucho menos frecuente en la escala de meses o años. Espacialmente, los rangos de medición son locales o a nivel región desde algunos centímetros hasta cientos o miles de metros.

En la figura (1.18) se resumen algunas fuentes importantes para el monitoreo de datos. En esta figura, las mediciones son posicionadas a lo largo de dos ejes de la siguiente forma:

1. En sentido vertical, pruebas en la escala del tiempo
2. En sentido horizontal, la cobertura espacial

Los datos recolectados requieren diferentes actividades para que al final del proceso se tome una decisión en base a los resultados. La figura (1.19) muestra los seis componentes principales de este proceso.

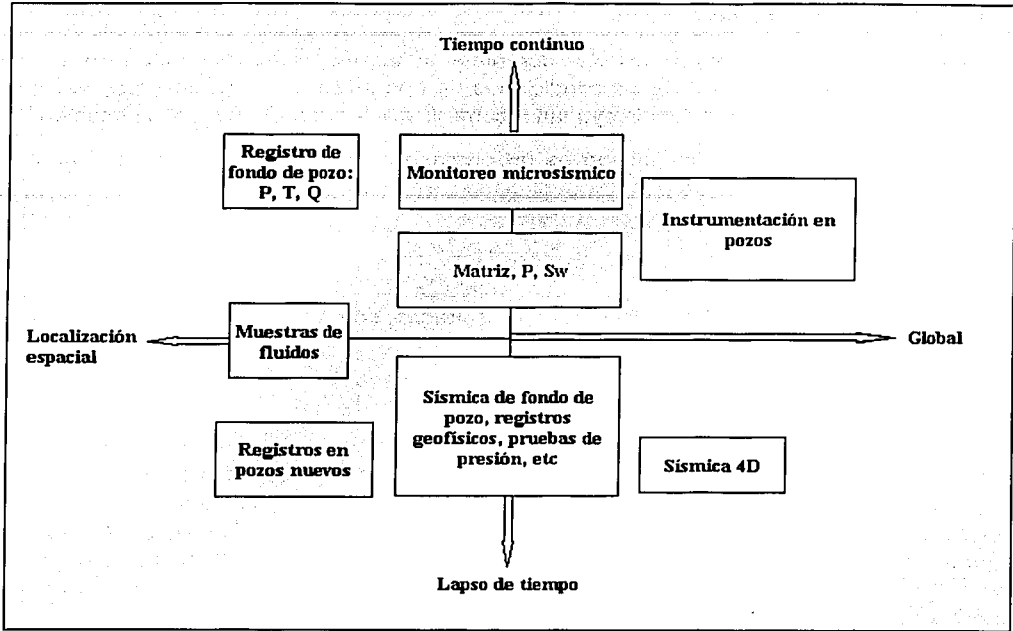


Figura (1.18). Fuentes importantes para la adquisición de datos: cobertura espacial contra frecuencia de muestreo

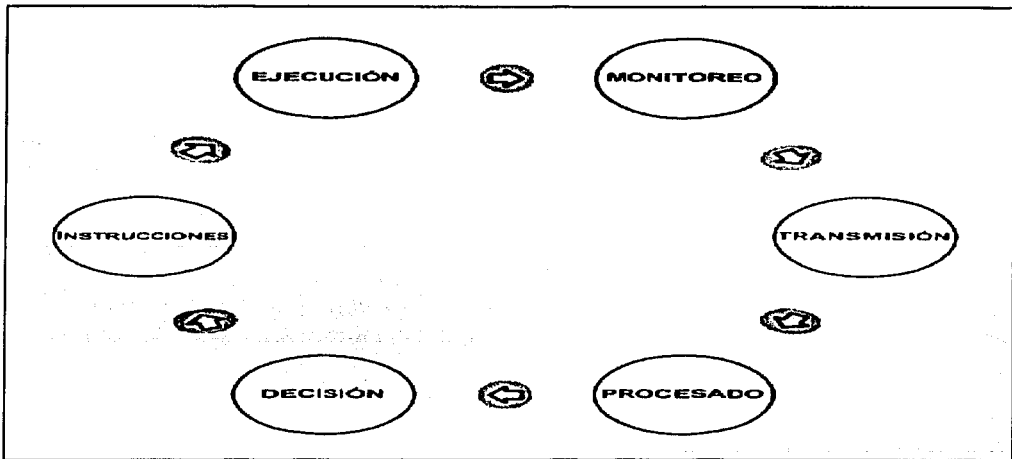


Figura (1.19). Seis componentes principales para la toma de decisión en base al monitoreo de datos

CAPITULO II

TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN

2.1 OPTIMIZACIÓN POR INTERPOLACIÓN MULTIVARIADA

La optimización del desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos requiere de la integración del análisis cuantitativo geológico y geofísico con apropiados modelos de flujo para valorar las alternativas de desarrollo, los esquemas de explotación y sus valores económicos relativos. Los planes de desarrollo se generan durante la vida temprana del yacimiento y normalmente son difíciles de revertir. Por lo tanto es crítico y muy importante el tomar la óptima decisión de desarrollo para obtener en el futuro la máxima producción de hidrocarburos.

Se tienen algunos parámetros que pueden afectar la historia de producción, como son las propiedades del yacimiento, la localización de los pozos y la planeación de la producción. Para optimizar la producción de hidrocarburos, son requeridas evaluaciones donde intervienen todas las variables de decisión. Correr un simulador para obtener todos los datos requeridos consume mucho tiempo y recursos. Un buen sustituto puede ser utilizando la *interpolación multivariada* para obtener los datos de un número reducido de simulaciones y elegir la mejor estrategia. La muestra de datos debe ser seleccionada apropiadamente para representar la estructura básica de los parámetros. La solución óptima puede ser obtenida de una simulación refinada en la vecindad de la región intermedia óptima.

Los algoritmos que se pueden utilizar para la interpolación multivariada son: Lagrange, Spline, mínimos cuadrados y Kriging. Lagrange es directo y simple, pero no es estable. Spline puede generar curvas o superficies uniformes, pero es complicado para problemas multidimensionales a causa de que es necesario calcular las derivadas de orden superior

para todas las variables. Se encuentra que los mínimos cuadrados y Kriging son los métodos más prácticos.

2.1.1 Procedimiento de optimización

El principal objetivo de este capítulo es el de optimizar el plan de desarrollo del campo por la maximización de la ganancia neta. La técnica matemática puede ser obtenida por los siguientes pasos ⁽¹⁴⁾:

1. Análisis del problema

Normalmente la función objetivo es la producción total de hidrocarburos o el valor presente neto a cierto periodo de tiempo. Basado en el análisis de un problema dado, los parámetros que pueden tener influencia significativa sobre la historia de producción y la ganancia potencial son seleccionados como las variables de decisión que serán optimizadas. Dependiendo de las restricciones proporcionadas por el problema o por el análisis práctico, se puede determinar el rango de cada variable de decisión. Después de que la función objetivo y todas las variables de decisión son determinadas, el problema de optimización se puede formular como un problema de maximización sujeto a ciertas restricciones.

2. Diseño de la distribución de los puntos de la muestra

Los parámetros en el dominio bajo estudio necesitan ser discretizados en un cierto número de puntos, y el valor de la función objetivo en cada punto de la red se debe de obtener en el proceso de optimización. Debido a los límites en el tiempo de cómputo, no son posibles pruebas exhaustivas, por lo tanto, solo se puede desarrollar un número razonable de pruebas. Se diseña una combinación de los diferentes niveles de todas las variables de decisión para ser usadas en las corridas de simulación.

3. Simulación

De acuerdo al diseño de la prueba, los valores de la función objetivo en todos los puntos de la muestra son evaluados por el simulador. Se pueden aplicar varios modelos de simulación para resolver diferentes problemas. Se deben considerar modelos de flujo apropiados para las alternativas de desarrollo y esquemas de terminación. En este paso, los datos previos son obtenidos como un juego de valores de la función objetivo.

4. Interpolación multivariada

Comenzando de los datos previos, se desarrolla la interpolación multivariada para obtener nuevos valores de las variables de decisión que quedan entre los valores usados durante la simulación, normalmente en los puntos de la red. El número de nuevas realizaciones puede ser mucho más grande que el número de datos previos consecuentemente la interpolación es mucho más corta que la simulación completa.

5. Optimización

La superficie de la función objetivo puede ser generada de las nuevas realizaciones. Si esta representa la estructura básica del parámetro espacial, se puede obtener una solución óptima para todas las variables de decisión buscando entre las nuevas realizaciones para el máximo valor de la función objetivo. La idea principal es identificar la vecindad del valor óptimo. Entonces el valor puede ser calculado con más precisión corriendo el simulador otra vez con nuevos valores de las variables de decisión dentro de la vecindad.

6. Validación

Es necesario validar las realizaciones obtenidas en los pasos anteriores por la simulación en la región intermedia óptima o de otras fuentes. Si esto es necesario, los nuevos datos de simulación pueden ser agregados al juego de datos previo, y entonces la interpolación, optimización y validación (pasos 4 al 6) pueden ser repetidas hasta que se obtenga una solución óptima satisfactoria.

Es importante recordar que esta técnica de optimización se basa en el criterio de obtener los valores óptimos de las variables que determinan el esquema de desarrollo efectuando un número mínimo de simulaciones, es decir, su importancia radica en el ahorro de tiempo y recursos en las simulaciones.

La descripción y aplicación de los algoritmos de mínimos cuadrados y Kriging se salen del alcance de este trabajo por lo que se omite su desarrollo.

2.2 PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO PARA LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA DEL DESARROLLO DEL CAMPO

2.2.1 Incertidumbre en la planeación estratégica

La planeación estratégica es necesaria para una administración y desarrollo apropiado de cualquier campo productor de hidrocarburos. Sin embargo, son muchas las fuentes de incertidumbre en cualquier ejercicio de planeación. La incertidumbre en los parámetros de entrada, tal como factores económicos y el potencial de producción, llevan incertidumbre en la predicción de resultados. A menudo en la planeación no se tiene conocimiento de estos parámetros.

Los planes estratégicos dan diferentes objetivos. Pero no está siempre claro cuál es el objetivo apropiado para nuestros planes. Los ejecutivos de las compañías dicen que es el que maximiza el valor presente neto (VPN). Sin embargo, incluso el objetivo que maximice el VPN debe ser congruente con todos los demás objetivos del proyecto. Un sistema que proporcione conceptualmente los medios y que sea consistente con el juego de objetivos apropiados para el desarrollo del campo debe permitir la incorporación explícita de los objetivos potenciales y complementarios dentro de una clasificación jerárquica de proyectos.

Además, si se tiene incertidumbre sobre cuál es el objetivo estratégico apropiado, o si el cambio de objetivos debido a un cambio en los escenarios puede traer algunas consecuencias, se debe contar entonces con un sistema que permita la fácil sustitución de objetivos.

Otro problema para la confección de la decisión es el criterio del que decide, o más frecuentemente de los que deciden. Es frecuente el caso que el criterio de los que deciden debe ser incorporado dentro del proceso de decisión. Varios esquemas son usados para satisfacer esta necesidad. Estos métodos comienzan normalmente con consideraciones para los resultados finales como una base para el criterio. Esto puede ser apropiado en algunos casos. Sin embargo, a menudo, esto es más fácil para formular los criterios y tomar las decisiones considerando los resultados finales más que el conjunto. Esto es conveniente para tener un sistema que permita la combinación de diversos criterios y la consideración de los componentes de decisión de cualquier nivel de detalle, es juzgar convenientemente. El proceso analítico jerárquico (PAJ) es un sistema que satisface estos requerimientos ⁽¹⁵⁾.

En su uso se encuentran las siguientes ventajas:

- El proceso proporciona una estructura reiterativa y robusta en la que se basa el proceso de planeación.
- Los datos objetivos y subjetivos se pueden integrar fácilmente.

- La estructura jerárquica proporciona una imagen en la que es fácil comunicar y también capturar las interacciones entre los componentes de decisión.
- Provee de medios de medición para la combinación de los factores que intervienen en la toma de decisiones.
- Es relativamente fácil la sustitución de los factores para determinar el impacto de los cambios sobre las decisiones.

Para ejemplificar el proceso se tomara como base el caso de la Kuwait Oil Company (KOC), esta compañía es el brazo productor de Kuwait Nacional Petroleum Company. La KOC es responsable por la administración correcta y desarrollo óptimo de los recursos petroleros del país de Kuwait. Una de los campos con mayores recursos productores se compone de ocho grandes yacimientos y algunos menores. El enfoque del PAJ fue sobre los ocho yacimientos más grandes. La administración y desarrollo de este campo son la responsabilidad del departamento de desarrollo de campos (DDC). Aquí están un número de grandes proyectos que han sido propuestos para el desarrollo de cada yacimiento. Sin embargo, es necesario determinar que proyectos son los más apropiados, y cronometrarlos para encontrar los requerimientos de planeación.

Lo que se busca es determinar la mejor opción en un horizonte de planeación a 20 o 30 años.

Los objetivos que se establecieron para la planeación estratégica son:

1. Resumir las opciones de desarrollo para cada yacimiento.
2. Priorizar las opciones.
3. Definir los requerimientos de pozos, instalaciones y otras estrategias para llevar a cabo las opciones de alta prioridad.
4. Evaluar el impacto de un cambio de objetivo sobre las opciones prioritarias.

2.2.2 Procedimiento

2.2.2.1 Fuente de datos

El potencial básico de producción para el caso base y los diferentes escenarios de desarrollo para cada yacimiento fueron proporcionados por el equipo de proyecto de cada yacimiento. El equipo proporciono el perfil de proyecto para cada opción consistente de perfiles de producción y gastos de inyección a través del tiempo, requerimientos de pozos, terminaciones, instalaciones superficiales y sistemas artificiales.

El equipo de administración de yacimientos debe proporcionar la información de la prioridad de los proyectos. A su vez departamento de planeación corporativa debe

proporcionar los objetivos estratégicos. Sin embargo, como de menciona anteriormente, uno de los objetivos es evaluar la fortaleza de la decisión con respecto a la sustitución de objetivos.

Se desarrollan cuestionarios para armar el juego de opciones y restricciones de estrategias y criterios tácticos. Se investigan también predicciones de precios del aceite, costos de operación y mantenimiento y en general otros datos técnicos que se necesiten.

2.2.2.2 Flujo del proceso

En la figura (2.1) se muestra el proceso global que fue usado para desarrollar y seleccionar las opciones estratégicas.

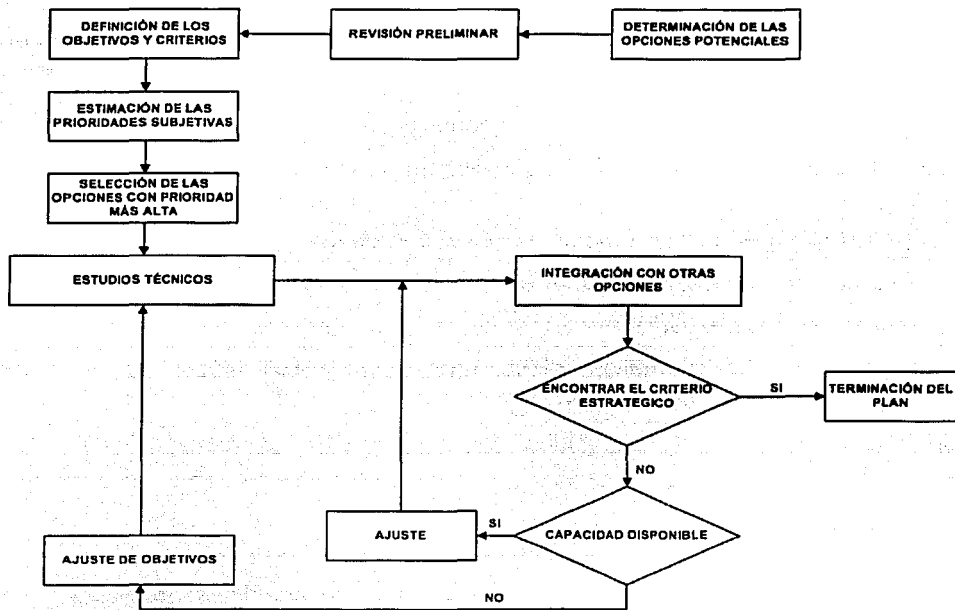


Figura (2.1). Diagrama de flujo que describe el proceso de planeación estratégica y que incorpora el proceso analítico jerárquico.

El primer paso es determinar las opciones disponibles para el desarrollo del yacimiento, se hace una revisión preliminar para discriminar las opciones que quedaron fuera del

proceso, es decir, las que no son prioritarias tal como métodos de recuperación mejorada y en general las opciones que pueden utilizarse para proyectos futuros.

Los objetivos y criterios para la planeación jerárquica se determinan en una reunión del personal técnico y administrativo encargado el desarrollo del campo. Las prioridades subjetivas son estimadas usando el proceso analítico jerárquico, el cual se describe en la siguiente sección.

Con lo anterior se seleccionan las opciones con prioridad alta y consecuentemente se desarrollan los perfiles de proyecto para dichas opciones. El equipo del proyecto conduce entonces los estudios requeridos para desarrollar los perfiles para el caso base de las opciones de desarrollo del campo. Después todas las opciones son evaluadas en un modelo de decisión económica. También se incorporan en este modelo los objetivos estratégicos y los criterios prioritarios para determinar la opción óptima de desarrollo.

2.2.2.3 El proceso analítico jerárquico

Estructura

Desarrollar una evaluación completa con este proceso puede ser bastante complicado. Esto involucra definir la decisión jerárquica, definir el peso de cada componente de la decisión, calcular las prioridades y racionalizar la decisión indicada. El resultado final para este proceso de decisión, es la combinación de las opciones de desarrollo que mejor cumplen con los objetivos estratégicos.

Los pasos principales del proceso se enuncian a continuación.

1. Definir el objetivo y especificar los posibles proyectos que cumplen con el objetivo y los criterios requeridos.
2. Construir la matriz de conceptos relevantes y los cuestionarios asociados para obtener los juicios de decisión.
3. Aplicar los cuestionarios.
4. Introducir los valores de juicio en la matriz de juicios y calcular los vectores prioritarios en cada nivel de la jerarquización.
5. Rolar las prioridades para cada escenario estratégico y calcular la opción óptima.
6. Sustituir los objetivos del nivel 1 como se necesite y repetir los pasos 4 y 5.
7. Revisar los resultados y resolver cualquier problema.

Para determinar que opción es la más conveniente, es necesario un objetivo y un conjunto de criterios. El objetivo es necesario para determinar que éxito se obtendrá. Los criterios

son requeridos para determinar que tan bien se alcanzara el objetivo en cada una de las posibles opciones. Con esto las opciones pueden ser priorizadas y determinar cual es la más óptima.

En la figura (2.2) se muestra el diagrama de jerarquía desarrollado para la evaluación. La jerarquía muestra los componentes del modelo de decisión y sus relaciones.

Dado el objetivo estratégico se pueden formular los criterios estratégicos. Estos pueden ser: maximizar el valor presente neto, minimizar el riesgo y minimizar los costos. También se pueden indicar los escenarios posibles como si existe alta o baja demanda.

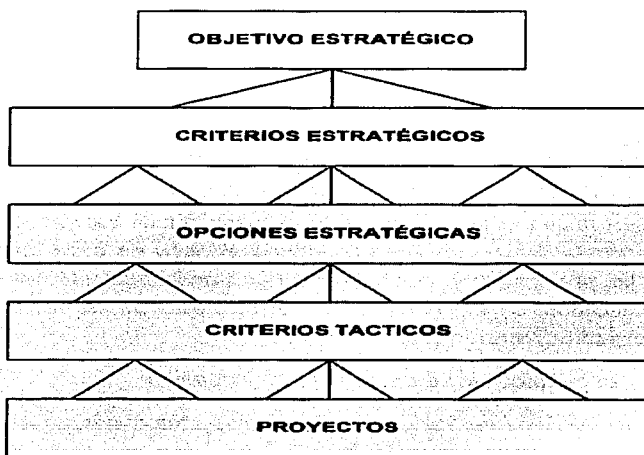


Figura (2.2). Jerarquización genérica para la evaluación de las opciones estratégicas

Con las consideraciones anteriores se puede construir el diagrama de decisión jerárquica que se muestra en la figura (2.3).

La jerarquía consiste de seis niveles. En la cima, el nivel uno, contiene los enfoques de decisión. En el nivel dos, los escenarios posibles. En el nivel tres los criterios estratégicos. En el nivel cuatro las opciones estratégicas que son evaluadas contra los criterios estratégicos. En el nivel cinco los criterios tácticos que se utilizan para evaluar el nivel seis o las opciones tácticas (opciones de desarrollo del campo).

Para determinar la prioridad de cada nivel, se comparan los factores de cada nivel determinando su efectividad relativa al satisfacer el objetivo del siguiente nivel. Esta es una jerarquización completa en que cada factor de un nivel fue estimado con cada factor

del nivel superior, las líneas de la figura muestran esta relación. En el proceso se pueden adicionar factores en cualquier nivel.

Para concluir, se puede decir que el Proceso Analítico Jerárquico ayuda a determinar la mejor opción de desarrollo del yacimiento en base a objetivos y criterios estratégicos, para lo cual se deben realizar estudios técnicos complementarios que sustenten las decisiones tomadas.

Es importante mencionar que los métodos de optimización, descritos en este capítulo, se complementan para tomar la mejor decisión.

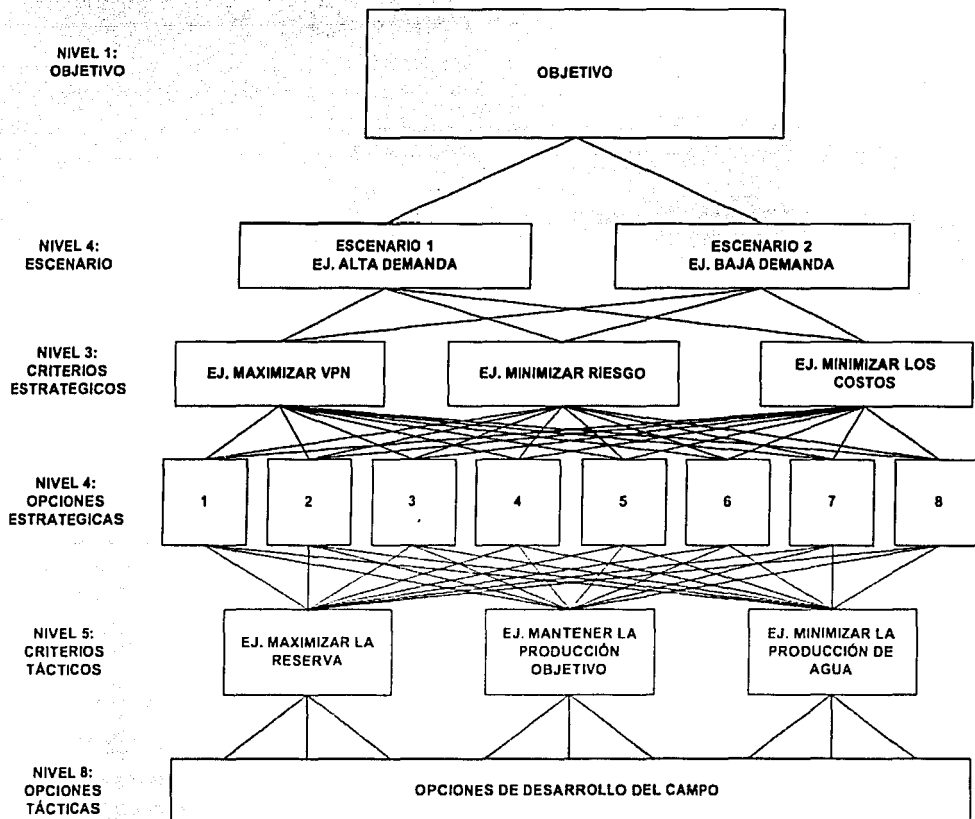


Figura (2.3). Decisión jerárquica

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO III

CRITERIOS ECONÓMICOS Y EVALUACIÓN

3.1 CRITERIOS ECONÓMICOS Y DE RENTABILIDAD

3.1.1 Cálculos financieros

Los cálculos financieros y de rentabilidad son básicos para la evaluación de proyectos de inversión. En nuestro papel de futuros administradores de los recursos petroleros estamos obligados a buscar que los recursos se canalicen hacia las opciones de inversión más rentables y menos riesgosas.

Los indicadores de rentabilidad, cuando se aplican e interpretan debidamente, hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta prácticamente a todas las interrogantes que pudieran surgir respecto a su viabilidad. A través de los indicadores se pueden prever los beneficios y los costos, desde diversos enfoques, ya sea evaluar proyectos individuales o para jerarquizarlos y discriminarlos cuando forman parte de un grupo de proyectos de inversión.

3.1.1.1 Interés

Es común que al obtener un capital en préstamo nos obliguemos a pagar cierta cantidad adicional de dinero al término del plazo convenido. Al capital objeto de la transacción se le llama capital principal, y al segundo, o sea el dinero adicional que se paga por el uso temporal del primero, se le llama interés.

Al principal lo representamos con la letra P y al interés con la letra I .

3.1.1.2 Tasa de interés

Se llama tasa de interés, i , al cociente del interés sobre el principal, para un periodo:

$$i = \frac{I}{P} \dots\dots\dots (3.1)$$

De donde:

$$I = iP$$

3.1.1.3 Monto

Se llama monto (F) a la suma del interés más el principal: $F = P + I$

De acuerdo con las expresiones anteriores el monto al término del primer periodo se puede expresar como:

$$F = P + iP = P(1 + i) \dots\dots\dots (3.2)$$

Sin embargo para obtener el monto al término de otros periodos es necesario definir la forma en que se llevan a cabo los cobros o los pagos de los intereses.

Si el interés se cobra (o paga) al término de cada periodo la operación tiene lugar bajo el concepto de interés simple y el monto al término del periodo n se calcula como:

$$F_n = P + n iP = P + n (iP) = P(1 + ni) \dots\dots\dots (3.3)$$

Pero si el interés se suma al principal al término de cada periodo, es decir que se convierte o compone en principal periódicamente, entonces se trata de una operación bajo interés compuesto. En este caso el cálculo del monto se hace por partes, de manera que se puede demostrar que el interés compuesto se calcula de la siguiente manera:

$$F = P(1 + i)^n \dots\dots\dots (3.4)$$

3.1.1.4 Valor actual

Como sabemos el dinero tiene un valor en el tiempo, es decir que si en este momento nos otorgan un préstamo a una tasa i al término de un cierto periodo tendremos que pagar una cantidad adicional.

Con lo anterior se tienen las siguientes ecuaciones:

F es el valor futuro de P : $F = P(1 + i)^n$



P es el valor actual de F :
$$P = \frac{F}{(1+i)^n}$$

3.1.1.5 Series de cantidades iguales

Como ejemplos de aplicación de los conceptos de interés compuesto y valor actual procederemos al estudio de las series de cantidades iguales distribuidas uniformemente en el tiempo, estas series constituyen un concepto de enorme utilidad.

Una serie consta de n cantidades A iguales distribuidas uniformemente en el tiempo, donde la primera A esta colocada en el tiempo 1 y la última en el tiempo n , de la serie nos interesa calcular su monto al tiempo n , el cual representaremos con la letra F , y su valor actual con la letra P .

Para ejemplificar pensemos en un posible caso: si se desea reunir un cierto capital al término de un número de años dado y se quiere saber cuanto se tendrá que depositar anualmente en un banco a una tasa de interés anual i , realizando el primer depósito dentro de un año y el último exactamente al terminar el año siete.

Primeramente calculemos el monto analizando uno por uno los depósitos. La primera cantidad A se deposita en el tiempo 1 y permanece depositada durante $n-1$ periodos, de manera que al finalizar el periodo se convierte en:

$$A(1+i)^{n-1}$$

La segunda A se deposita en el tiempo 2 ; permanece depositada durante $n-2$ periodos y al finalizar el tiempo n se convierte en:

$$A(1+i)^{n-2}$$

Y así sucesivamente se deposita la penúltima que permanece depositada solo un periodo, se convierte en: $A(1+i)$; y la última A , que no genera intereses y sigue siendo A . la suma de estos montos parciales es el monto total buscado.

$$F = A(1+i)^{n-1} + A(1+i)^{n-2} + A(1+i)^{n-3} + \dots + A(1+i) + A \quad \dots \dots \dots (3.5)$$

De donde se puede despejar A fácilmente y resolver el problema planteado anteriormente:

$$A = \frac{F}{(1+i)^{n-1} + (1+i)^{n-2} + (1+i)^{n-3} + \dots + (1+i) + 1} \quad \dots \dots \dots (3.6)$$

Si bien se dio solución al problema conceptual planteado, esta ecuación resulta difícil de aplicar en casos con un número muy grande de depósitos, debemos entonces buscar un procedimiento más ágil que nos permita resolver cualquier otro problema que se nos llegara a plantear.

Para este propósito multipliquemos la ecuación (3.5) por $(1+i)$ y al resultado le restamos la ecuación (3.6) para obtener:

$$F(1+i) - F = A(1+i)^n - A \dots\dots\dots (3.7)$$

Despejando F se tiene:

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i} \dots\dots\dots (3.8)$$

Con esto se obtiene una ecuación fácil de aplicar en cualquier caso. Para el cálculo del valor actual de la serie se divide el monto F de la expresión (3.8), que es una cantidad colocada en el tiempo n , entre $(1+i)^n$. Al valor actual le llamamos P :

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \dots\dots\dots (3.9)$$



3.1.1.6 Tasa de interés efectiva

La tasa de interés que se especifica en los contratos o convenios diversos es una tasa nominal que casi nunca coincide con la tasa real o efectiva de las operaciones. La diferencia entre la tasa nominal (i) y la efectiva, que representaremos con la letra j , se origina cuando el interés se cobra y se capitaliza en periodos diferentes al especificado por la tasa de interés nominal.

La tasa de interés efectiva esta dada por la siguiente ecuación:

$$j = \left(1 + \frac{i}{m}\right)^m - 1 \dots\dots\dots (3.10)$$

Donde m es el número de periodos en los que se capitaliza el interés i .

Al tomar el límite en esta ecuación cuando $m \rightarrow \infty$ se puede demostrar que para una capitalización continua se obtiene la ecuación:

$$j = e^i - 1 \dots\dots\dots (3.11)$$

En particular, si la composición es continua se llega al resultado siguiente:

$$F = Pe^{in} \dots\dots\dots (3.12)$$

Para el caso de la composición discreta se tiene:

$$F = P \left(1 + \frac{i}{m} \right)^{nm} \dots\dots\dots (3.13)$$

Estas expresiones son básicas en la evaluación económica de proyectos cuyos flujos de ingresos son continuos como los de la industria petrolera de exploración y producción ⁽¹⁶⁾.

3.1.2 Indicadores de rentabilidad

Por grande que sea la complejidad de los proyectos que se vayan a evaluar, el análisis de su rentabilidad económica solo requiere del manejo de cuatro conceptos elementales que son la inversión inicial, el costo del capital, la vida económica y los ingresos netos.

La inversión inicial C , comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto este listo para empezar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido; así, forman parte de la inversión inicial los gastos en investigaciones previas, en estudios de campo, laboratorio y gabinete, en pruebas piloto, y desde luego en todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.

El costo del capital, i , es la tasa a la cual se pagan los intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez, como pudiera ser un fondo de inversión.

La vida económica, n , es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la incosteabilidad de la reposición de partes hace indispensable la reposición total.

Por último, los ingresos netos, I_k , para $k = 1$ a n , son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento. Como sabemos los ingresos brutos se obtienen de multiplicar el volumen de ventas por el precio; los costos de operación y

mantenimiento son todas las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio, y no incluyen la amortización de la inversión inicial.

3.1.2.1 Ganancia o valor presente neto

La ganancia, G , es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual:

$$G = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} - C \dots (3.14)$$

La cantidad G es la ganancia, o sea lo que al inversionista le queda disponible después de haber pagado la inversión y su costo y antes de pagar impuestos.

Esta cantidad esta colocada al tiempo actual y hay que tomar en cuenta que es la ganancia que tendremos al terminar el último periodo considerado, pero como sabemos el dinero tiene un valor en el tiempo y dicha ganancia se divide en un número de ingresos, dados por el número de periodos, estos ingresos generan intereses así que al tiempo n tendremos un valor de G dado por:

$$F = G(1+i)^n \dots (3.15)$$

Donde F es el valor futuro de G .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.1.2.2 Relación beneficio/costo (RBC)

La relación beneficio costo, R_{bc} , es el cociente del valor actual de los ingresos netos entre la inversión inicial.

$$R_{bc} = \frac{I}{C} \dots (3.16)$$

Donde:

$$I = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \dots (3.17)$$

Combinando con la ecuación (3.14):

$$R_{bc} = \frac{G+C}{C} \dots\dots\dots (3.18)$$

La relación beneficio costo nos indica cuantos pesos vamos a ganar por cada peso invertido en el proyecto.

Se puede observar que mientras la ganancia se expresa en términos absolutos y señala el número de pesos que constituyen la utilidad, la razón beneficio costo mide el tamaño relativo de los ingresos netos, esta es una medida de la rentabilidad de la inversión, o sea de su capacidad para generar rentas. Como se observa esta capacidad de generar esta referida exclusivamente a la inversión, y no a otros gastos; revisando la ecuación de R_{bc} se aprecia que en el denominador solo aparece la inversión y los gastos de operación y mantenimiento están implícitos en el numerador, restándose de los ingresos brutos.

3.1.2.3 Tasa de rendimiento

Supongamos que los ingresos netos, a medida que se van obteniendo, se depositan, en un fondo donde ganan intereses a la tasa i , y que aquí permanecen depositados por el resto de la vida del proyecto.

$$S = I_1 (1+i)^{n-1} + I_2 (1+i)^{n-2} + I_3 (1+i)^{n-3} + \dots + I_{n-1} (1+i) + I_n \dots\dots\dots (3.19)$$

Ahora bien, si en lugar de invertirlo en el proyecto hubiéramos depositado el capital C directamente en un fondo para que ganara intereses a la tasa i , después de n periodos se convertiría en:

$$C (1+i)^n$$

Sin embargo, es obvio que no vamos a utilizar el capital C para invertirlo en un fondo de inversión. Lo queremos para invertirlo en un negocio, y si el negocio es bueno la ganancia de la ecuación (3.14) debería ser mayor que la cantidad $C (1+i)^n$. Pero si insistiéramos en invertir el capital en un banco y a la vez se quisiera obtener los mismos rendimientos que nos ofrece el negocio, ese banco tiene que pagarnos intereses muy altos, a una tasa r tal que al término de n periodos la cantidad $C (1+i)^n$ que hubiéramos logrado acumular fuera igual a la ecuación (3.19). De esta forma se obtiene lo siguiente

$$C (1+r)^n = I_1 (1+i)^{n-1} + I_2 (1+i)^{n-2} + I_3 (1+i)^{n-3} + \dots + I_{n-1} (1+i) + I_n \dots\dots\dots (3.20)$$

De donde despejamos r .

$$r = \sqrt[n]{\frac{I_1(1+i)^{n-1} + I_2(1+i)^{n-2} + I_3(1+i)^{n-3} + \dots + I_{n-1}(1+i) + I_n}{C}} - 1 \dots (3.21)$$

La tasa r es la tasa a la que ganaríamos intereses en un banco ficticio para obtener el mismo rendimiento que nos da C en el proyecto.

Si dividimos la ecuación (3.20) entre $(1+i)^n$ y restando C de ambos términos se puede obtener la tasa de rendimiento en términos de la ganancia.

Esto es:

$$r = (1+i) \sqrt[n]{\frac{G+C}{C}} - 1 \dots (3.22)$$

Expresión útil que permite calcular rápidamente r después de haber calculado G .

3.1.2.4 Tasa interna de retorno

Este es el indicador más utilizado, aunque no siempre se interpreta correctamente. Aquí se comentaran dos de sus posibles interpretaciones.

Primera interpretación. Tasa hasta donde podría ascender el costo del capital para que el negocio fuera rentable o se pudiera pagar al menos los gastos de operación y mantenimiento así como los pagos del capital y su costo.

Por lo anterior se puede decir que el límite de esta suposición se da cuando la ganancia es igual a cero.

$$G = \frac{I_1}{1+t_{ir}} + \frac{I_2}{(1+t_{ir})^2} + \frac{I_3}{(1+t_{ir})^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+t_{ir})^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+t_{ir})^n} - C = 0$$

De donde:

$$C = \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+t_{ir})^k} \dots (3.23)$$

YES. O
FALLA DE ORIGEN

La obtención del valor de la t_{ir} a partir de la ecuación anterior, que es un polinomio de grado n , se debe hacer por ensaye y error, ya que no existe forma de resolverlo para n

mayor que 4. El procedimiento consiste en calcular el valor de Σ para diversas tasas, hasta que sea igual a C .

Con este indicador el inversionista sabe que puede obtener ganancias mientras la tasa de interés flotante se encuentre debajo de la i_r , dicho de otra forma, mientras la tasa se encuentre debajo de ese valor sus ingresos netos le alcanzaran para pagar los costos de operación y mantenimiento, el capital y los intereses que este genere. Si la tasa sobrepasa ese valor, tendrá pérdidas; por eso mientras más grande sea la i_r , más protegido se encuentra el inversionista, y de aquí que se prefiera invertir en proyectos que ofrezcan una mayor tasa interna de retorno.

Segunda interpretación. Rentabilidad o tasa de rendimiento del negocio para el caso en que fuera posible reinvertir los ingresos en el mismo.

En este caso supondremos que los ingresos se reinvierten en el negocio a medida que se van obteniendo, para que "ganen intereses" a la tasa de rentabilidad del negocio r , la cual es al mismo tiempo mayor que i . De esta manera al transcurrir n periodos se habrá logrado reunir la cantidad.

$$I_1(1+i)^{n-1} + I_2(1+i)^{n-2} + I_3(1+i)^{n-3} + \dots + I_{n-1}(1+i) + I_n \dots (3.24)$$

De manera análoga como se procedió para definir la tasa de rendimiento, puede decirse que para reunir una cantidad idéntica a la ecuación anterior a través del depósito del capital C en un banco, sería necesario que ese banco pagara intereses a una tasa r mayor que i tal que:

$$C(1+r)^n = I_1(1+i)^{n-1} + I_2(1+i)^{n-2} + I_3(1+i)^{n-3} + \dots + I_{n-1}(1+i) + I_n \dots (3.25)$$

Siendo r la tasa de rendimiento.

Si esta expresión la dividimos entre $(1+r)^n$ queda:

$$C = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \dots (3.26)$$

Que es la misma expresión planteada para la primera interpretación de la tasa interna de retorno, y de la cual, por ensaye y error, se obtiene r que es la i_r .

Por lo tanto, y suponiendo reinvertir permanentemente los ingresos, la tasa interna de retorno se puede interpretar como una tasa de rendimiento optimista.

3.1.2.5 Tiempo de recuperación

Para definir este concepto se supone que los ingresos netos, a medida que ocurren, se van destinando al pago de la deuda hasta saldarla en su totalidad. El número de periodos requeridos para lograrlo es el tiempo que se necesita para cancelar la deuda y a ese tiempo se le llama tiempo de recuperación.

Se puede afirmar que el tiempo de recuperación, t_R , es el tiempo requerido para que la suma de los ingresos netos reducidos a su valor actual sea igual a la inversión inicial:

$$C = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{I_c}{(1+i)^c}$$

Existe una estrecha relación entre la tasa interna de retorno y el tiempo de recuperación ya que la primera expresa lo mismo pero de una manera diferente.

3.1.2.6 Tasa de ganancia

La tasa de ganancia, r , es el cociente de la ganancia entre la inversión, distribuidas en tantas cantidades iguales como periodos tiene la vida del proyecto.

$$r = \frac{G}{C} \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \dots\dots\dots (3.27)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La ventaja de este indicador es que señala en forma precisa la cantidad anual, antes de impuestos, que dispone el inversionista en cada uno de los años que conforman la vida de su proyecto. Si el inversionista vive de su negocio, le será de mucha utilidad saber si esa cantidad le es o no suficiente, o como es en comparación con los rendimientos anuales que le ofrecen otras opciones ⁽¹⁷⁾.

Para concluir, como se menciono al principio de este apartado los criterios económicos y de rentabilidad ayudan a tener indicadores confiables para la evaluación, ya que es a partir de estos que se puede discriminar entre varios proyectos y elegir el que nos proporcione el mayor beneficio.

3.2 PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS

3.2.1 Criterios generales

En la evaluación de los proyectos una de las variables de entrada más importantes es el precio de los hidrocarburos.

Existen diferentes factores que determinan los precios de los hidrocarburos entre ellos los factores políticos y sociales como: la oferta y la demanda, la situación económica mundial, etc. Además de los factores técnicos en el que influye el tipo y características del hidrocarburo.

Cada país productor fija los precios de los hidrocarburos que produce y se guía en base a lineamientos de aplicación general, para esto se integran formulas que están compuestas de elementos que se ven afectados por diferentes factores como: los precios de los crudos de referencia, lugar de destino del crudo, tipo y calidad del hidrocarburo y factores diversos que son determinados por los organismos especializados.

En México los organismos encargados de la fijación de las formulas que determinan los precios de los crudos que produce PEMEX son: el Comité de Comercio Exterior del Petróleo (COCEP), la Dirección Corporativa de Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Estos a su vez tienen la facultad de modificar dichas formulas mediante acuerdos entre el vendedor y el comprador.

Por último los crudos marcadores o de referencia son aquellos que lideran el mercado mundial de los hidrocarburos, los más comunes son: Brent del Mar del Norte, West Texas, Alaska North Slope, Dubai, Light Louisiana Sweet, Omán. Todos estos utilizados por PEMEX.

3.2.2 Criterios para la determinación de la premisa de precios de los hidrocarburos en PEMEX.

En la evaluación de proyectos es necesaria una metodología que estandarice la determinación de los precios de los hidrocarburos a utilizar en la evaluación económica y que asegure que todos los proyectos que componen una cartera de inversión serán evaluados en forma sistemática y objetiva.

En PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP) se establecen proyecciones anuales para 15 años con base en la calidad API, poder calorífico y el nivel de contaminantes que caracterizan al hidrocarburo, de tal forma que basados en estos puntos se establece un proceso general que determina los procedimientos para obtener las premisas de los precios de los diferentes tipos de hidrocarburos como: crudo, gas y condensado, tabla (3.1).

TABLA (3.1). PROCESO GENERAL PARA OBTENER LAS PREMISAS DE PRECIOS DE HIDROCARBUROS ⁽¹⁸⁾

Actualización de Información		➔	Generación de premisa	➔	Validación y carga en el sistema	
Definir precio base y pronóstico a largo plazo	Revisar base de datos con densidades y contaminantes		Calcular el precio de regresión y ajustes por contaminantes y netback		Consolidación de resultados en base de premisas	Validación de premisas y liberación
Actividades						
Estimar diferenciales de precio de mezclas mexicanas respecto al crudo de referencia y generar pronósticos	Mantener actualizada la información sobre el tipo de crudo y condensados que produce cada campo		Cargar la información en el modelo de cálculo especialmente diseñado y generar los resultados		Capturar los resultados por campo en la base de premisas	Reportar los resultados para su validación por parte de Planeación Regional
Definir precio base del gas	Mantener información actualizada sobre el poder calorífico por campo					Una vez validados, los resultados serán liberados en el sistema MERAK

3.3 COSTOS Y DEPRECIACIÓN

3.3.1 Costos

TESIS
FALLA DE ORIGEN

Otro factor importante dentro de la evaluación de proyecto de desarrollo de campos es la determinación de los costos involucrados en la operación y funcionamiento de nuestro negocio. Los costos determinan en gran medida si el proyecto es rentable o no, ya que a través de ellos se obtiene el flujo de caja, el cual, se incluye en el estado de resultados pro forma para obtener finalmente los indicadores de rentabilidad que nos ayudaran a evaluar nuestro proyecto.

El tema de los costos pudiera parecer árido y confuso a quienes por primera vez se acercan a él para estudiarlo; sin duda han contribuido a dar esa impresión las innumerables expresiones que cotidianamente escuchamos tales como costo fijo, costo variable, costo directo, costo indirecto, costo unitario, costo de operación y mantenimiento, costo de transporte, costo de oportunidad, costo del dinero, costo hundido, costo marginal, costo político, costo social, costo ecológico, costo inicial y costo de reposición, entre muchos otros términos parecidos y aparentemente sin conexión lógica entre sí. En algunas profesiones este tema es vital y su estudio es arduo por la profundidad y amplitud con que se emprende; sin embargo, conceptualmente es muy sencillo de entender: costo es lo que damos o pagamos por una cosa.

Lo que se busca al tratar un tema como este es explicar el funcionamiento de nuestro

negocio en los diversos niveles, es bueno que nos detengamos a estudiar su significado, su ubicación y sus causas, con el propósito específico de investigar caminos para reducirlos o eliminarlos y con ello elevar la eficiencia económica de nuestros procesos y consecuentemente aumentar los beneficios de nuestra empresa.

¿Cuánto cuesta producir una cosa?... ¿Cuánto cuesta hacer algo?... Es fundamental dar respuesta a estas preguntas porque quien suministra el producto o servicio de mayor calidad al menor costo es el empresario más competitivo entre sus homólogos, posición que le sería difícil alcanzar si no tuviera respuestas satisfactorias a las preguntas planteadas.

El costo de producir un barril de petróleo tiene dos componentes: por un lado el costo de los activos fijos a través del proceso llamado depreciación, que más adelante explicaremos, y por otro el costo de operación y mantenimiento. De hecho esta es la primera clasificación de costos que conoce un inversionista cuando emprende su carrera en los negocios.

En términos generales, los primeros gastos de un negocio que se inicia se destinan a la adquisición de bienes o servicios que constituirán los activos, haberes o posesiones fijas de la empresa. En la industria petrolera de exploración y producción estos activos fijos son los pozos, las plataformas, las baterías de separación, los ductos, las estaciones de compresión, los edificios, los vehículos, el mobiliario y muchos otros bienes más que conforman la infraestructura permanente de la producción.

El inversionista sabe que una porción de su capital queda inmovilizada temporalmente en los activos fijos, mientras que es indispensable tener a la mano otra parte del capital para hacer frente a los gastos que surgirán durante el funcionamiento del negocio, como los de mano de obra, combustibles y refacciones. El capital inmovilizado en activos fijos se le suele llamar capital fijo o inversiones, mientras que el capital requerido para que el negocio opere y las instalaciones se mantengan en perfectas condiciones de operación es el capital de trabajo o capital circulante. Todos los indicadores de rentabilidad que se mencionaron previamente, buscan medir la productividad de las inversiones.

El capital fijo se destina a constituir lo que llamamos inversión inicial o costo inicial, mientras que el capital de trabajo se refleja en el costo de operación y mantenimiento. A partir de estos dos costos se arriba al concepto de costo de producción.

3.3.1.1 Costo de inversión inicial (Inversiones)

Como se dijo anteriormente, el costo inicial está constituido por todos los gastos que se realizan desde que se empieza a pensar en el proyecto hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido. De esta manera la inversión inicial comprende el costo de los estudios previos, las pruebas

piloto, los equipos y las obras como pozos, plantas, plataformas, edificios e instalaciones diversas, los gastos de ingeniería y administración durante la construcción y puesta en marcha, así como el pago de intereses por los recursos financieros empleados en el lapso de inversión.

Sean $E_1, E_2, E_3, \dots, E_m$ las erogaciones realizadas en diversos conceptos de inversión durante los periodos 1, 2, 3, ..., m , respectivamente, y sea i el costo financiero de esas erogaciones. El costo inicial o inversión inicial C al tiempo m es la suma de erogaciones más sus correspondientes intereses:

$$C = E_1(1+i)^{m-1} + E_2(1+i)^{m-2} + \dots + E_{m-1}(1+i) + E_m$$

Esta expresión hace que todas las cantidades E_k queden colocadas al tiempo m .

Si se plasman dentro de una misma gráfica las erogaciones parciales E_k , para k de 1 a m , realizadas para constituir la inversión inicial C , y los ingresos netos I_k , para k de 1 a n , que se derivan de las ventas de los productos o servicios, se obtiene el diagrama (3.1) de lo que podríamos llamar el comportamiento típico de un proyecto de inversión.

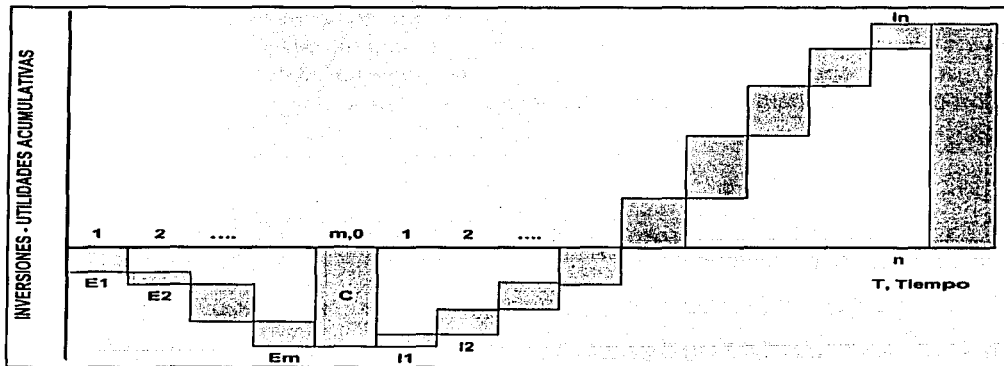


Diagrama (3.1). Comportamiento típico de un proyecto de inversión

El punto en el tiempo que en general se toma como referencia para el cálculo de los indicadores de rentabilidad es el momento en que la inversión ha quedado totalmente constituida y da comienzo la vida productiva del proyecto; lo que para el lapso de inversión es el tiempo m , para el esquema de evaluación es el tiempo 0. Reiteramos que con los indicadores se busca medir la rentabilidad de las inversiones, y éstas sólo se consideran como tales cuando se han convertido plenamente en unidades productivas como un pozo, una bomba o un sistema integral de inyección de agua a yacimientos, o bien en un conjunto integral de obras que persiguen el mismo fin.

En el diagrama del comportamiento típico de los proyectos de inversión se pueden identificar claramente el lapso de inversión, el tiempo de recuperación del capital o tiempo de cancelación, la cuantía de la inversión y la magnitud de la ganancia.

3.3.1.2 Costo de operación y mantenimiento

Operar y mantener un negocio implica sostener una plantilla de personal de diversas especialidades y propósitos: personal directivo, administrativo, de ventas, de operación, de mantenimiento, de seguridad, de protección ambiental; implica consumir diariamente toda clase de refacciones, accesorios y materiales diversos, energía eléctrica, combustibles, lubricantes y grasas; implica gastar en servicios médicos, telecomunicaciones, seguros, arrendamientos, indemnizaciones y toda clase de servicios generales. Todos estos rubros constituyen los costos de operación y mantenimiento.

Para el control de su ejercicio presupuestal las empresas tienen claramente establecidos sus conceptos de gasto, de tal manera que los rubros de inversión se distinguen perfectamente de los de operación; no hay posibilidades de confusión cuando se trata de saber si una acción de mantenimiento debe ser registrada como inversión, lo que correspondería a un mantenimiento capitalizable, o simplemente como un gasto de operación. Sin embargo, aun dentro de una misma industria lo que para unos es inversión para otros puede catalogarse como operación.

3.3.1.3 Costo de producción

El costo de producción de petróleo se calcula sumando la depreciación al costo de operación y mantenimiento:

$$\text{COSTO DE PRODUCCIÓN} = \text{COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO} + \text{DEPRECIACIÓN DEL ACTIVO FIJO}$$

La depreciación, como veremos más adelante es el costo del capital y la manera de pagarlo a través de la vida económica del proyecto.

Para determinar el costo por unidad, lo que se denomina costo unitario, se divide el costo de producción entre el volumen de producción ⁽¹⁸⁾.

3.3.1.4 Criterios para la premisa de costos en PEMEX

Dentro de la estructura administrativa de PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP) existe una metodología para la determinación de los costos referentes a la búsqueda, desarrollo y operación de campos y que se utilizan como premisa en la evaluación de los proyectos de inversión, dichos costos se mencionan como costos incrementales ⁽¹⁸⁾.

Costo Incremental

Considera los gastos pertinentes directamente asociados a la operación y administración de instalaciones y pozos para la evaluación económica de proyectos de desarrollo de campos, cuyas inversiones determinan la generación de nueva producción o producción incremental.

Para efectos del costo incremental, se considera la información del Costo de Extracción por campo del Sistema Institucional de Indicadores de Costos (SIIC) al cierre preliminar del año previo. De dicha información se realiza una selección de conceptos de costos que tendrían una relación e impacto directo en los proyectos de desarrollo para la obtención de producción incremental y se excluyen aquellos conceptos indirectos que independientemente de la realización del proyecto tendrían que incurrirse.

El costo incremental se subdivide en dos grupos de costos: fijos y variables. Esta clasificación se realizó, con base al tipo de costo en las actividades de operación, mantenimiento y servicios corporativos, tabla (3.2).

- Los costos variables están directamente asociados al campo, en función de la producción o por pozo.
- Los costos fijos se dividieron en 2 grupos, los directamente asociados a la operación del campo y los indirectos derivados de la administración conforme a los diferentes lugares de registro.

Los niveles de agregación y cortes de costos, permiten disponer de elementos de sensibilidad para la evaluación económica de proyectos y reservas, a la inclusión de costos adicionales.

Tabla (3.2). Clasificación de los tipos de costos en PEP

Costo	Directos/Indirectos	Niveles de agregación y cortes	Tipo de costo	
VARIABLE	Directos	1. Variable en función de la producción	1. Compras de gas 2. Compras interorganismos	
		2. Variable en función del número de pozos	3. Materiales 4. Servicios generales	
FIJO	Directos	3. Costo fijo directos por campo	5. Mano de Obra 6. Mantenimiento 7. Reserva laboral 8. Servicios corporativos 9. Nitrógeno y químicos 10. Otros gastos	
		Indirectos	4. Administración de Activo	11. Administración Activo
			5. Administración de Región	12. Administración Sede Región
			6. Administración de Sede PEP	13. Administración Sede PEP
			7. Administración Perforación	14. Administración Perforación
	8. Administración del Corporativo		15. Administración Corporativo	

1. Costos Variables. Considera los conceptos del costo cuyo comportamiento se relaciona directamente a la producción.

- **Compras de gas.** Se refiere al costo del gas para BN y los productos usados en operación.
- **Otras compras de productos y servicios interorganismos.** Se refiere a consumos de productos petrolíferos como diesel, gasolinas, ácido muriático, etc.

2. Costos Fijos. Incluye aquellos elementos estructurales del costo que son independientes de la evolución de la producción, que en el corto plazo son fijos, pero que en el mediano y largo plazo tienden a variar en función del aumento o disminución de instalaciones operativas como pozos, plantas, plataformas, ductos, etc.

- **Mano de Obra.** Se refiere a las clases de costos relacionados con el pago de mano de obra
- **Materiales y Suministros.** Se refiere a las clases de costos relacionados con la adquisición de materiales y refacciones para la operación
- **Servicios Generales.** Considera las clases de costos relacionado con el pago de servicios, fletes, arrendamiento, reparación y conservación
- **Administración directa.** Registra los gastos de administración del activo, diseño de explotación, evaluación y control de operaciones, Ingeniería, planeación y control de pozos y obras.
- **Nitrógeno y sustancias químicas**
- **Reserva laboral activa.** Se refiere al costo adicional a la mano de obra, asociado sólo al personal activo requerido para la operación de instalaciones y pozos.
- **Servicios corporativos.** Considera los costos derivados de requerimientos por concepto de servicios médicos y telecomunicaciones para la operación.
- **Otros gastos.** Incluye conceptos varios como viáticos, gastos de viaje, etc.

3.3.2 Depreciación

El valor de los activos fijos, como los pozos petroleros y las instalaciones superficiales de producción, siempre disminuye con el tiempo como producto de su deterioro físico o por situaciones económicas y tecnológicas que conducen a su obsolescencia. Para calcular esta pérdida de valor existen varios métodos como: Línea recta, unidades de producción, unidades de producción modificado, suma de años, fondo de amortización,

etc.

En este apartado solo trataremos el método de unidades de producción, en sus dos variantes, y el método del fondo de amortización. Esto por ser los más convenientes.

Dichos métodos se tratarán de explicar con un ejemplo práctico.

Datos para el ejemplo:

El costo de un pozo asciende a 12 millones de dólares y la tasa de interés (costo financiero) que se pague por el dinero para construirlo es de 1 por ciento mensual.

Se espera que este pozo, según los estudios técnicos previos, tenga una producción inicial de 3 mil barriles diarios y que se sostenga por 27 meses para después declinar nominalmente a razón de 2 por ciento mensual.

Considerando meses promedio de $365 / 12 = 30.41667$ días, fijando el precio del hidrocarburo en 12 dólares por barril y teniendo en cuenta las siguientes ecuaciones, se calculan los ritmos de producción y los ingresos brutos mensuales para la vida económica del proyecto que en este caso se estima en 180 meses.

El comportamiento del ritmo de producción entre los meses 27 y 180 se apegará a una declinación exponencial, que se puede expresar como:

$$q = q_0 e^{-bt}$$

Donde:

q , es el ritmo de producción a un tiempo t cualquiera

q_0 , es el ritmo de producción inicial

b , es la declinación continua, que en términos de declinación nominal d se expresa como $b = -\text{Ln}[1-d] = -\text{Ln}[1-0.02] = 0.0202$

Tomando en cuenta que la producción declina de manera continua:

$$q_i = q_{i-1} e^{-bt} = q_{i-1} e^{\text{Ln}(1-d)} = q_{i-1} (1-d)$$

En la tabla (3.3) siguiente se muestran los ritmos y volúmenes de producción además de los ingresos mensuales para la vida económica del proyecto.

El volumen total que producirá este pozo en 180 meses será:



$$V = 27 * 30.41667 * 3000 + \int_{27}^{180} q dt = 6775161 BL$$

3.3.2.1 Método de unidades de producción

Este método contempla la amortización proporcional de acuerdo al volumen de producción mensual con respecto al volumen de producción total. De esta manera para el mes uno y 28 respectivamente se abonaran las siguientes cantidades para ir saldando el préstamo:

Tabla (3.3). Ritmo, volumen de producción e ingresos mensuales

PERIODO	RITMO DE PRODUCCIÓN (BLD)	VOLUMEN DE PRODUCCIÓN MENSUAL (BL)	INGRESOS MENSUALES (USD)
1	3000	91250	1095000
2	3000	91250	1095000
...
27	3000	91250	1095000
28	2940	90334	1084008
29	2881	88527	1062327
...
179	139.2	4275.52	51306
180	136.4	4190.01	50280

$$12000000 \frac{91250}{6775161} = 161620 \quad \text{Y} \quad 12000000 \frac{90334}{6775161} = 159998$$

Así para los siguientes meses y tomando en cuenta los volúmenes respectivos. Se llega a la tabla (3.4).

Este método es de utilidad desde el punto de vista que el componente de depreciación en el costo unitario se mantiene constante y que al finalizar la vida económica del proyecto el saldo insoluto es cero. Pero si se hace un análisis más detallado se verá que el componente del costo financiero varia con el tiempo. Por consecuencia el costo unitario total es también variable con el tiempo, lo que es un inconveniente para los resultados financieros. Lo anterior se ilustra a continuación.

Como lo mencionamos anteriormente el costo de producción es el resultado de dividir los gastos y costos entre el volumen producido:

$$Cp_i = \frac{OM_i + D_i + F_i}{V_i} \dots\dots\dots (3.28)$$

Esto quiere decir que el costo unitario total de producción en el mes *i* es la suma del costo de operación y mantenimiento *OM_i*, más el costo de la depreciación *D_i*, más el costo

financiero F_n , todo entre el volumen producido V_n . Para este análisis tomaremos en cuenta solo los componentes de depreciación y de gasto financiero.

En la tabla (3.4) se resumen los resultados de este método y se añade el análisis del costo unitario. Se observa que el componente financiero es mayor en los primeros periodos y va disminuyendo conforme avanza el tiempo, esto se debe a que el saldo insoluto tiende a cero y por lo tanto el costo financiero disminuye.

Como mencionamos la variación del costo de producción es un inconveniente para los resultados financieros, se debe buscar entonces un método que resuelva este problema.

Tabla (3.4). resumen de resultados y costos unitarios

PERIODO	VOLUMEN MENSUAL DE PRODUCCIÓN (BL)	AMORTIZACIÓN (USD)	SALDO INSOLUTO (USD)	COSTO FINANCIERO (USD) 1% MENSUAL	COMPONENTE DE COSTO FINANCIERO (USD/BL)	COMPONENTE DE DEPRECIACIÓN (USD/BL)
1	91250	161620	11838380	118384	1.3	1.8
2	91250	161620	11676760	116768	1.3	1.8
...
27	91250	161620	7636265	76363	0.8	1.8
28	89425	159998	7476267	74763	0.8	1.8
29	87637	156798	7319470	73195	0.8	1.8
...
179	4232	7573	7421	74.6	0.0	1.8
180	4148	7421	0	0.4	0.0	1.8

3.3.2.2 Método de unidades de producción modificado

Para que el costo unitario permanezca constante se debe cumplir que la suma de los componentes permanezca siempre constante y que el total de las amortizaciones sumen el costo inicial, es decir:

$$\frac{D_1 + F_1}{V_1} = \frac{D_2 + F_2}{V_2} = \dots = \frac{D_n + F_n}{V_n} \dots\dots\dots (3.29)$$

Y

$$D_1 + D_1 + D_1 + \dots + D_n = C \dots\dots\dots (3.30)$$



Donde:

D_1, D_2, \dots, D_n Son las amortizaciones en los periodos 1, 2, 3, ..., n, siendo n la vida económica del pozo.

F_1, F_2, \dots, F_n , Son los gastos financieros.

V_1, V_2, \dots, V_n , Los volúmenes de producción.

C , Costo inicial del pozo

De la ecuación (3.29) se sabe que:

$$D_{i+1} = \frac{V_{i+1}}{V_i} D_i + \frac{V_{i+1}}{V_i} F_i - F_{i+1} \dots \dots \dots (3.31)$$

De manera que si conociéramos D_1 podríamos calcular D_2 , y conocida esta calcularíamos D_3 , y así sucesivamente hasta D_n .

El gasto financiero del primer mes, F_1 , es el producto de la tasa de interés por el costo inicial del pozo:

$$F_1 = iC$$

El gasto financiero del segundo mes, F_2 , es el producto de la tasa de interés por el saldo insoluto del primer mes.

$$F_2 = i(C - D_1)$$

Generalizando el gasto financiero en cualquier mes, F_n , es calculado por la ecuación:

$$F_n = i(C - D_1 - D_2 - \dots - D_{n-1}) \dots \dots \dots (3.32)$$

Las ecuaciones (3.29), (3.30) y (3.32), constituyen un sistema de n ecuaciones con n incógnitas $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$.

El procedimiento de solución se muestra a continuación:

1. Se calculan los coeficientes A_j, B_j y T_j , los cuales están definidos como sigue:

$$A_j = i \left(1 - \frac{V_{j+1}}{V_j} \right), \quad B_j = \left(i + \frac{V_{j+1}}{V_j} \right) \quad \text{Y} \quad T_j = \left(\frac{A_j + T_{j+1}}{B_j + T_{j+1}} \right), \quad \text{para toda } j \text{ menor que } n \text{ y donde } T_n = 1$$

2. Se calcula $D_1 = T_1 C$

3. Con las ecuaciones (3.31) y (3.32) se calcula $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$.

Los resultados para este método se resumen en la tabla (3.5), donde muestran los cálculos para los coeficientes y en la tabla (3.6), se muestran los resultados financieros para la depreciación del pozo.

Tabla (3.5). Cálculo de los coeficientes

PERIODO	VOLUMEN MENSUAL DE PRODUCCIÓN (BL)	A	B	T
1	91250	0	1.01	0.010604
2	91250	0	1.01	0.010825
...
27	91250	0.0001	0.999962	0.019996
28	89425	0.0002	0.99	0.020301
29	87637	0.0002	0.9	0.020310
...
179	4232	0.0002	0.99	0.502613
180	4148	---	---	1.000000

185 JUN
FALTA DE ORIGEN

Para mostrar la efectividad de este método, en la tabla (3.6) se incluye el componente financiero y de depreciación del costo unitario total de producción. Se observa que la suma de ambos se mantiene constante con lo que se logra mantener también constante el costo total de producción, que es lo que se buscaba para dar más solidez a los resultados financieros.

Tabla (3.6). Resultados financieros para la depreciación del pozo

PERIODO	VOLUMEN MENSUAL DE PRODUCCIÓN (BL)	COSTO FINANCIERO (USD) 1% MENSUAL	AMORTIZACIÓN (USD)	SALDO INSOLUTO (USD)	COMPONENTE FINANCIERO (CF) (USD/BL)	COMPONENTE DE DEPRECIACIÓN (CD) (USD/BL)	CF + CD
1	91250	120000	127250	11872750	1.3	1.4	2.7
2	91250	118728	128523	11744227	1.3	1.4	2.7
...
27	91250	82429	164822	8078029	0.9	1.8	2.7
28	89425	80780	163988	7914040	0.9	1.8	2.7
29	87637	79140	160733	7753308	0.9	1.8	2.7
...
179	4232	226	11359	11241	0.1	2.6	2.7
180	4148	112	11241	0	0.0	2.7	2.7

3.2.2.3 Método del fondo de amortización para la infraestructura superficial

Las instalaciones superficiales que tienen su destino atado al del pozo deben amortizarse o depreciarse de la misma manera que ese activo. Estos son los casos de la línea de descarga y la "pera", entre otras.

Los otros activos fijos que constituyen la infraestructura superficial no se instalan para servir a pozos en particular, sino para transportar o procesar volúmenes fijos por mucho más tiempo de lo que un pozo o campo podría durar. Un separador o un gasoducto que hoy da servicio a los campos A y B, pudiera de aquí a 30 años estar transportando la producción de los campos Y o Z, y aún continuar sirviendo marginalmente a los campos A y B. Se debe elegir entonces el método apropiado para depreciar las instalaciones.

Supongamos un oleoducto que tiene un costo inicial de 25 millones de dólares y que está diseñado para transportar 30 mil barriles diarios. Al no vislumbrarse actividades para más allá de 20 años, tendremos que considerarle a esta instalación una vida económica de esa duración. Calcularemos los componentes de gasto financiero y amortización del costo del barril de crudo transportado utilizando el método del fondo de amortización, ya que este mantiene constante el costo unitario de transporte.

Para aplicar este método repartiremos los 25 millones de dólares en una serie de 240 mensualidades iguales. Usando la ecuación (3.9):

$$P = A \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \rightarrow A = 25000000 \frac{(0.01)(1+0.01)^{240}}{(1+0.01)^{240} - 1} = 275272$$

Puesto que los intereses del primer mes son obligadamente de 250000 dólares, la diferencia con la mensualidad calculada nos da la cantidad que abonaremos al capital: 25272 dólares. El costo de transporte será entonces de 0.30 dólares por barril:

$$C_1 = \frac{250000 + 25272}{30.41667 \times 30,000} = 0.302 \text{ (USD/BL)}$$

Una vez abonada la cantidad de 25272 dólares, quedará un saldo insoluto de 24974728 dólares, que generará intereses por 249747 dólares para el segundo mes. Por lo tanto, de los 275272 dólares que tenemos que pagar en total, separaremos lo correspondiente a intereses y nos quedarán 25525 para abonar al capital. Con esto el costo unitario del mes 2 será también de 0.30 dólares por barril, la tabla (3.7) nos resume el estado de resultados para este método.

Así hemos encontrado un método que, mediante una mensualidad fija que cubre intereses y amortización mensual, nos conduce siempre al mismo costo unitario de transporte.

De hecho el método del volumen de producción modificado que utilizamos para el cálculo de las depreciaciones del pozo, se convierte en el método del fondo de amortización cuando los volúmenes $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$ son iguales.

Tabla (3.7). Estado de resultados con el método del fno de amortización

PERIODO	MENSUALIDAD	COSTO FINANCIERO (USD) 1% MENSUAL	AMORTIZACIÓN (USD)	SALDO INSOLUTO (USD)	COMPONENTE FINANCIERO (CF) (USD/BL)	COMPONENTE DE DEPRECIACIÓN (CD) (USD/BL)	CF + CD
1	275272	250000	25272	24974728	0.27397	0.02769	0.30167
2	275272	249747	25524	24949203	0.2737	0.02797	0.30167
...
120	275272	192692	82580	19186570	0.21117	0.0905	0.30167
121	275272	191866	83406	19103164	0.21026	0.0914	0.30167
122	275272	191031	84240	19018923	0.20935	0.09232	0.30167
...
239	275272	5424	269848	272546	0.00594	0.29572	0.30167
240	275272	2726	272546	0	0.00299	0.29868	0.30167

Si bien en esta sección hemos tomado como ejemplo el caso de un oleoducto, debemos reconocer que todas las demás partes de la infraestructura pueden recibir exactamente el mismo tratamiento. Para ello bastaría con que repitiéramos los ejemplos sustituyendo el nombre de oleoducto por el de bomba, tanque, separador, gasoducto, etc. ⁽¹⁷⁾

3.4 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

3.4.1 El proceso de evaluación de proyectos

Un proyecto de inversión se puede describir como un plan que, si se le asigna determinado monto de capital y se le proporcionan insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil al ser humano o a la sociedad en general.

La evaluación de un proyecto de inversión, cualquiera que este sea, tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable. Solo así es posible asignar los escasos recursos económicos a la mejor alternativa.

Para tomar una decisión sobre un proyecto es necesario que este sea sometido al análisis multidisciplinario de diferentes especialistas auxiliados por la mayor cantidad de información posible. Una decisión de este tipo no puede ser tomada por una sola persona con un enfoque limitado, o ser analizada solo desde un punto de vista. Aunque no se puede hablar de una metodología rígida que guíe la toma de decisiones sobre un proyecto, fundamentalmente debido a la gran diversidad de proyectos y a sus diferentes aplicaciones, sí es posible afirmar categóricamente que una decisión siempre debe estar basada en el análisis de un sinnúmero de antecedentes con la aplicación de una

metodología lógica que abarque la consideración de todos los factores que participan y afectan al proyecto.

El hecho de realizar un análisis que se considere lo mas completo posible, no implica que, al invertir, el dinero estará exento de riesgo. El futuro siempre es incierto y por esta razón el dinero siempre se estará arriesgando.

A la actividad encaminada a tomar una decisión de inversión sobre un proyecto se le llama "evaluación de proyectos".

La evaluación, aunque es la parte fundamental del estudio, dado que es la base para decidir sobre el proyecto, depende en gran medida del criterio adoptado de acuerdo con el objetivo general del proyecto.

La realidad económica, política, social y cultural de la entidad donde se piense invertir, marcará los criterios que se seguirán para realizar la evaluación adecuada, independientemente de la metodología empleada. Los criterios y la evaluación son, por tanto, la parte fundamental de toda evaluación de proyectos.

La estructura general de la metodología de la evaluación de proyectos puede ser representada por el diagrama (3.2):

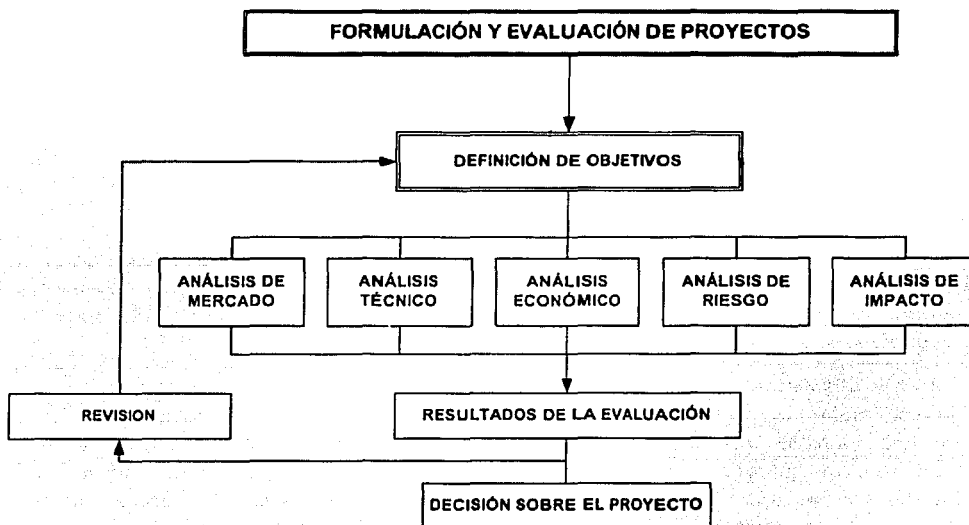


Diagrama (3.2). Estructura general de la evaluación de proyectos

3.4.1.1 La evaluación de proyectos como un proceso y sus alcances

Se distinguen tres niveles de profundidad en un estudio de evaluación de proyectos:

Al más simple se le llama "perfil", "gran visión" o "identificación de la idea" el cual se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia. En términos monetarios sólo presenta cálculos globales de las inversiones, los costos y los ingresos, sin entrar a investigaciones de terreno.

El siguiente nivel se denomina "estudio de prefactibilidad" o "anteproyecto". Este estudio profundiza la investigación en fuentes secundarias y primarias en investigación de mercado, detalla la tecnología que se empleará, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto, y es la base en que se apoyan los inversionistas para tomar una decisión.

El nivel más profundo y final es conocido como "proyecto definitivo" Contiene básicamente toda la información del anteproyecto, aquí es donde se trata los puntos finos. La información presentada en el "proyecto definitivo" no debe alterar la decisión tomada respecto a la inversión, siempre que los cálculos hechos en el "anteproyecto" sean confiables y hayan sido bien evaluados.

3.4.1.2 Introducción y marco de desarrollo

Para realizar el estudio y la evaluación de un proyecto, la primera parte que se debe desarrollar y presentar en el estudio es la "Introducción", la cual debe contener una breve reseña histórica del desarrollo y los usos del producto, además de precisar cuáles son los factores relevantes que influyen directamente en su consumo.

La siguiente parte que se desarrolla, sin ser capítulo aparte, debe ser el "marco de desarrollo", "marco de referencia" o "antecedentes del estudio", donde se debe situar el estudio en las condiciones económicas y sociales en que se va a desarrollar. En el mismo apartado deberán declararse los objetivos del estudio y los del proyecto.

3.4.1.3 Estudio del mercado

Así se denomina la primera parte de la investigación formal del estudio. Consta básicamente de la determinación y la cuantificación de la oferta y la demanda, el análisis de los precios y el estudio de la comercialización.

El objetivo general de esta investigación es verificar la posibilidad real de penetración del producto en un mercado determinado. El investigador del mercado, al final de un estudio meticuroso y bien realizado, podrá "palpar" o "sentir" el riesgo que se corre y la posibilidad de éxito que habrá con la venta de un nuevo artículo o con la existencia de un nuevo competidor en el mercado. En el caso de los hidrocarburos, para este estudio se debe

tomar en cuenta el aspecto estratégico, es decir si es necesario o no el producto, por ejemplo: actualmente en México los proyectos de desarrollo de yacimientos de gas son una prioridad debido a la alta demanda que existe de este producto aunque su bajo precio no haga tan rentables los proyectos.

3.4.1.4 Estudio técnico

Los objetivos del análisis técnico de un proyecto son los siguientes:

- Verificar la posibilidad técnica de producción
- Analizar y determinar el tamaño óptimo, la localización óptima, los equipos, las instalaciones y la organización que se requieren para realizar la producción.

El diagrama (3.3) muestra las etapas que conforman el estudio técnico:

La determinación del tamaño óptimo es fundamental en esta parte del estudio. Hay que aclarar que tal determinación es difícil, pues las técnicas existentes para su determinación son iterativas y no existe un método preciso y directo para hacer el cálculo. En la industria petrolera de producción este factor lo determina el volumen de producción estimado que se va a transportar, con la restricción de optimizar dicho transporte.

Acerca de la determinación de la localización óptima del proyecto, es necesario tomar en cuenta no sólo factores cuantitativos, como pueden ser los costos de transporte del hidrocarburo hasta los centros de distribución y el transporte de los insumos para su producción, sino también los factores cualitativos, tales como factores ambientales, normatividad, el clima, el impacto social, etc.

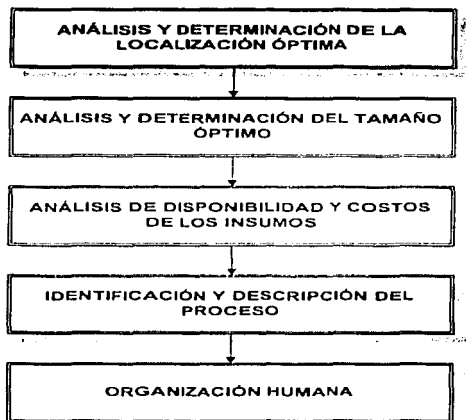


Diagrama (3.3). Etapas del estudio técnico

Sobre la ingeniería del proyecto se puede decir que, técnicamente, existen diversos procesos productivos opcionales, la distribución física de tales equipos en la planta, así como la propuesta de la distribución general, en la que por fuerza se calculan todas y cada una de las áreas que formarán la planta.

3.4.1.5 Estudio económico

La antepenúltima etapa del estudio es el análisis económico. Su objetivo es ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionan las etapas anteriores y elaborar los cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación económica.

Comienza con la determinación de los costos totales y de la inversión inicial, cuya base son los estudios de ingeniería, ya que tanto los costos como la inversión inicial dependen de la tecnología seleccionada y los volúmenes estimados de producción. Continúa con la determinación de la depreciación y amortización de toda la inversión inicial.

Los aspectos que sirven de base para la siguiente etapa, que es la evaluación económica, son la determinación de la tasa de rendimiento mínima aceptable y el cálculo de los flujos netos de efectivo que provienen del estado de resultados proyectados para el horizonte de tiempo seleccionado, así como los indicadores de rentabilidad tratados en el apartado anterior.

Esta parte es muy importante, pues es la que al final permite decidir la implantación del proyecto. La decisión de inversión casi siempre recae en la evaluación económica. Ahí radica su importancia. Por eso es que los métodos y los conceptos aplicados deben ser claros y convincentes para el inversionista.

La evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto los criterios para efectuarla se muestran al principio de este capítulo ⁽¹⁸⁾.

3.4.1.6 Análisis del riesgo

El análisis de riesgo busca cuantificar la seguridad y estabilidad del proyecto en todos sus aspectos. Las estimaciones que se usan en la evaluación se hacen en base a datos obtenidos preliminarmente sus rangos de exactitud pueden variar en gran medida. De acuerdo a lo anterior el escenario de nuestro proyecto puede cambiar drásticamente. El análisis de riesgo cuantifica esta variación y establece los posibles escenarios para nuestro proyecto.

El análisis de riesgo permite cuantificar que tan sensible es el resultado de un análisis frente a variaciones en los parámetros claves, muestra cuales son los puntos débiles de un proyecto y donde es necesario conseguir más información antes de tomar la decisión de invertir, y hasta cuanto es conveniente invertir para obtener dicha información.

3.4.1.7 Análisis de impacto

Este estudio tiene como objetivo evaluar el impacto en el ambiente que rodea nuestro proyecto, desde el impacto ecológico hasta el impacto social, atendiendo a las afectaciones que el proyecto puede causar al entorno.

3.4.2 Metodología de evaluación en PEMEX

El proceso de evaluación descrito anteriormente es de aplicación general y se puede adaptar a cualquier caso mediante ajustes mínimos, PEP en base a este proceso utiliza una metodología para elaborar el estudio de factibilidad técnico-económico de los proyectos de desarrollo y explotación de campos, la cual se muestra a continuación ⁽¹⁹⁾.

3.4.2.1 Contenido de los estudios de factibilidad

Resumen ejecutivo

Describir de una manera ágil, clara y concreta los principales elementos, tanto internos como externos, que soportan y hacen atractiva o necesaria la inversión propuesta. Se deberán de incluir tanto los montos globales de inversión como de operación, las reservas y / o producciones, los ahorros y / o beneficios comprometidos en el horizonte de planeación considerado, así como los indicadores económicos relevantes.

Adicionalmente, se deberán de mencionar las principales recomendaciones y conclusiones sobre la conveniencia de realizar el proyecto, tales como la situación del entorno ecológico, económico, social, político, tecnológico. Asimismo, deberá quedar claro cuales serían las implicaciones en caso de no realizarse el proyecto de inversión.

Por otra parte, se deberá mencionar si el proyecto es nuevo, si se encuentra en ejecución o si presenta cambios de monto y/o alcance. Para esta última opción, describir claramente los motivos principales de los cambios que dieron origen a la redocumentación del mismo.

Estudio de factibilidad

1. Introducción

2. **Objetivo:** Mencionar de manera amplia lo que se persigue con el proyecto, durante el horizonte de planeación considerado. Se deberá mencionar como encaja el proyecto de inversión en los planes y estrategias de la unidad de negocio-activo-región, organismo en cuestión

- Describiendo el alineamiento estratégico.
- Posicionamiento en la estrategia regional.

3. **Alcance:** Delimitar, de manera general, el alcance en términos de la cadena de valor del organismo, describiendo de manera general las actividades y metas consideradas en todo el horizonte de planeación.
4. **Ubicación:** Incluir la información que describa el área geográfica o localización específica donde se pretende efectuar las actividades del proyecto, incluyendo un plano del área del proyecto (indispensable). Con fines de ubicación, se deberá hacer referencia a los rumbos geográficos, con distancias en relación con otras ciudades o puntos de importancia de la zona. Asimismo, se deberá mencionar dentro de qué activo, municipio y estado se localiza el proyecto, así como la extensión del área en donde se pretende ejecutar el proyecto de inversión.
5. **Antecedentes:** Describir las razones que dieron origen a la formulación del proyecto de inversión. Para un proyecto nuevo deben incluirse las bases técnicas, estadísticas, geológicas, geofísicas, geoquímicas, tecnológicas, sociales, de mercado y de cualquier otro elemento, que justifique y apoye la toma de decisión para su ejecución.

Para un proyecto en ejecución se deberá mencionar la relación que pudiera existir con otros proyectos (paralelos, antecesores o sucesores) y las implicaciones con otros organismos, así como, los avances a partir de la fecha de su autorización.

6. Avances

- Producción histórica por tipo de producto
- Inversión ejercida: información tabular a nivel programa, agrupada en estratégico y operacional
- Infraestructura existente
 - Inventario de Pozos
 - Instalaciones de producción
- Evolución de las reservas
- Campos productores, describiendo producto y calidad
- Otras actividades

7. Estrategia del proyecto

- **Actividades y Metas:** En esta sección la mínima información que se deberá describir en forma tabular, será: las actividades, unidades, los datos en forma anualizada y un total.
 - Programa de actividades
 - Metas
 - Producción Probable
- **Programa de Inversiones:** Se deberá considerar también la descripción en forma tabular.
 - Descripción de la inversión requerida, diferenciando entre estratégica y operacional.
 - Fuente de inversión.

- o Estimación y análisis de costos.
- 8. Estudio de Mercado
- 9. Evaluación Económica
 - Premisas y Lineamientos
 - Indicadores Económicos
- 10. Factores Críticos de Éxito
- 11. Conclusiones y Recomendaciones
- 12. Anexos
 - Alternativas Técnicas Estudiadas

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

3.4.2.2 Metodología de evaluación

La metodología de evaluación dentro de PEP considera a los proyectos como unidades de inversión, la cual se define a continuación:

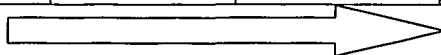
Tabla (3.8). Definición de unidades de inversión

Definición	Aspectos importantes
<ul style="list-style-type: none"> • Una unidad de inversión es el conjunto de todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar valor económico • Es la unidad de análisis más pequeña que, por sí sola, puede generar valor económico 	<ul style="list-style-type: none"> • La correcta definición de las unidades de inversión es indispensable para una adecuada integración de la cartera de proyectos • Por lo tanto, una unidad de inversión debe contener todos los elementos físicos y normativos necesarios para generar su valor económico • Los Activos son responsables de definir todos los elementos físicos y normativos de una unidad de inversión • Cada unidad de inversión debe estar definida de manera que corresponda únicamente a una oportunidad de inversión diferenciable de otras, y que, por lo tanto, permita establecer su alcance • Una vez evaluada cada unidad de inversión, los Activos pueden elegir manejar una unidad de inversión como un proyecto, o bien agrupar una serie de unidades de inversión relacionadas entre sí en un proyecto para su documentación

Los proyectos de inversión en materia de búsqueda, desarrollo y explotación de yacimiento de hidrocarburos tienen diferentes etapas en su ejecución, una de las cuales se refiere a la evaluación económica de la opción de inversión.

TABLA (3.9). ETAPAS DE EJECUCIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

Generación de opciones de inversión	Evaluación económica de opciones de inversión	Análisis e integración de cartera de inversiones	Asignación de fondos	Ejecución del proyecto	Seguimiento y evaluación del desempeño
-------------------------------------	---	--	----------------------	------------------------	--

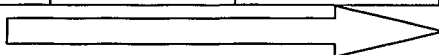


Descripción					
Generación de alternativas de inversión	Definición de la Unidad de Inversión Estimación del valor económico de unidades de inversión Jerarquización y selección de unidades de inversión	Evaluación técnica y selección de unidades de inversión Integración de cartera de inversiones	Presupuestación de fondos para inversiones y gastos en programas específicos para un período dado	Construcción de activos fijos Operación y producción	Seguimiento y evaluación del desempeño

A su vez la metodología de evaluación de las unidades de inversión engloba el estudio de factibilidad técnico-económico de proyectos de inversión.

TABLA (3.10). PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

Definición de unidad de inversión	Identificación de tipo de unidad de inversión	Selección del método de evaluación	Estimación del valor económico de la unidad de inversión	Definición de proyecto de inversión	Aprobación y selección de proyectos de inversión
-----------------------------------	---	------------------------------------	--	-------------------------------------	--



Actividades principales					
Definir el alcance de la unidad de inversión considerando todos los elementos necesarios para generar valor económico	Identificar tipo de unidad de inversión en base a sus características principales	Determinar el método de evaluación en base al tipo de unidad de inversión	Identificar las palancas de valor económico para la vida útil de la unidad de inversión: (Reservas, producción, producción, comercializable, ingresos) - Costos de operación - Inversiones Aplicar método de evaluación definido	Analizar, jerarquizar y seleccionar alternativas con base a criterios mínimos: - VPN - TIR - Tiempo de recuperación - RBC Agrupar/definir unidades de inversión como proyectos	Evaluar proyectos y aplicar llaves técnicas Aprobar proyectos en base a criterios mínimos: - VPN - TIR - Tiempo de recuperación - RBC
PRODUCTO FINAL					
• Descripción detallada de cada unidad de inversión	• Tipo de unidad de inversión y justificación	Método de evaluación a utilizar	Valor económico de la unidad de inversión (VPN de los flujos de efectivo generados)	Cartera de proyectos de inversión sin restricciones	Cartera de proyectos evaluada y optimizada

Las unidades de inversión dentro del esquema de evaluación de PEMEX se clasifican en diferentes tipos, esto debido al tipo de proyecto que se trate y de acuerdo al tipo de unidad, se selecciona el método de evaluación más apropiado.

DIAGRAMA (3.4). SELECCIÓN DEL MÉTODO DE EVALUACIÓN

CLASIFICACIÓN DE UNIDADES DE INVERSIÓN PARA IDENTIFICACIÓN DE TIPO DE ANÁLISIS REQUERIDO					
Unidades de inversión	Tipo de unidad de inversión		Ejemplos	Análisis propuesto	
	Unidades de inversión	Unidad de inversión compuesta	Exploración	<ul style="list-style-type: none"> • Exploración de nueva cuenca • Incorporación de reservas • Caracterización y delimitación 	Análisis Incremental Flujos de efectivo
Explotación			Desarrollo inicial	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de nuevo campo 	Análisis Monte Carlo
			En desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de campo en explotación 	Árbol de decisión
Recuperación de reservas adicionales			<ul style="list-style-type: none"> • Recuperación secundaria o mejorada de un campo 	Análisis Incremental	
Unidad de inversión individual de Explotación		Recuperación adicional de reservas	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de desarrollo • Ductos • Reparaciones mayores 	Flujos de efectivo	
		Unidad de aceleración	<ul style="list-style-type: none"> • Ductos • Estaciones de compresión • Tanques • Reparaciones • Pozos intermedios 	Análisis Incremental	
		Unidad de abandono	<ul style="list-style-type: none"> • Costo involucrado en abandonar un campo totalmente explotado 	Se debe de considerar en la evaluación al desarrollar el campo	
Unidad de inversión para cumplir con normas legales o institucionales		<ul style="list-style-type: none"> • Algunos casos en: <ul style="list-style-type: none"> – Seguridad industrial – Normas ecológicas – Capacitación personal – Administración – Mantenimiento – Reingeniería de procesos 	Costo mínimo		

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Cada método tiene características particulares que lo hacen aplicable a la evaluación de ciertos proyectos, en algunos casos se aplican varios métodos a la vez, esto para asegurar que los resultados que se obtienen sean confiables.

Más adelante se aplicaran y describirán los métodos de Árbol de decisión y Montecarlo ya que estos analizan proyectos con riesgo, por ahora solo se da una breve explicación de las características y aplicabilidad de los métodos mencionados en el diagrama.

TABLA (3.11). DESCRIPCIÓN Y APLICABILIDAD DE LOS MÉTODOS DE EVALUACIÓN

Análisis	Descripción	Comentarios
A. Flujos de efectivo	<ul style="list-style-type: none"> Método estándar de evaluación económica con base al cálculo del Valor Presente Neto de los flujos de efectivo 	<ul style="list-style-type: none"> Recomendado para proyectos que recuperen nuevas reservas o que reclasifiquen reservas existentes (no afecta nada existente)
B. Análisis incremental	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo del Valor Incremental generado por un proyecto (es decir, la diferencia entre el valor con inversión adicional y el valor sin inversión adicional) 	<ul style="list-style-type: none"> Conveniente para los proyectos que aceleran o incrementan volumen de producción o reducen costos en el corto plazo (ductos, compresores, tanques, reparaciones)
C. Árbol de decisión y Análisis Monte Carlo	<ul style="list-style-type: none"> Modelos probabilístico y estocástico para estimar el Valor Monetario Esperado tomando en consideración la distribución de probabilidad de los parámetros clave (reservas, producción, costos de inversión) 	<ul style="list-style-type: none"> Sugerido para evaluar propuestas de inversión con componente de riesgo (proyectos de exploración y desarrollo de campos)
D. Costo mínimo	<ul style="list-style-type: none"> Cálculo de costo requerido para cumplir con estándares institucionales o legales de PEMEX o dependencias gubernamentales 	<ul style="list-style-type: none"> Adecuado para proyectos de seguridad industrial, normatividad ecológica, capacitación de personal, entre otros, que implica una inversión para cumplir con normas o estándares

Después de evaluar las unidades de una cartera de inversión con alguno(s) de estos métodos se aplican ciertos criterios para discriminar y seleccionar los más rentables, principalmente de acuerdo a los indicadores de económicos y al riesgo presente en la inversión.

TABLA (3.12). CRITERIOS PARA APROBACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

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

TABLA (3.13). DESCRIPCIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PROYECTOS

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

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.4.3 Métodos de evaluación en proyectos de desarrollo de campos

De mayor a menor medida en los proyectos de inversión en materia de búsqueda, desarrollo y explotación de yacimientos y campos de hidrocarburos, existe un riesgo asociado debido a la incertidumbre en los parámetros o premisas de evaluación arrojado por la falta de información y la necesidad de predecir o suponer escenarios en el futuro.

Atendiendo a la existencia de este riesgo, es necesario su evaluación y cuantificación con métodos que aseguren y den certidumbre a nuestros proyectos.

Algunos métodos de evaluación que se aplican a proyectos de desarrollo de campos y que cuantifican el riesgo presente son el método de árbol de decisión y simulación de Montecarlo. A continuación se describen los aspectos generales de cada una de estos.

El método de árbol de decisión resulta de la investigación de operaciones y de la teoría de probabilidades, no toma en cuenta las variaciones en el tiempo de los precios pero se concentra sobre al estimación de las probabilidades de los posibles valores del proyecto, basado en los escenarios propuestos para su evaluación.

El método de Montecarlo requiere el uso de las distribuciones de probabilidad de todos los parámetros presentes en la ecuación de valor presente neto del proyecto.

Las dos técnicas determinan el valor presente neto esperado para el proyecto, pero hacen diferentes consideraciones acerca de la forma de las distribuciones, la variación en el tiempo de las variables de entrada y la relación entre estas variables. La forma en que toman el valor del dinero en el tiempo es que ambos métodos⁽²⁰⁾ usan la tasa de interés o costo del capital.

Ambos métodos cuantifican el riesgo presente involucrado en el proyecto al arrojar resultados con rangos de probabilidades de ocurrencia de un evento, en este contexto se aclara que el árbol de decisión presenta varios escenarios y montecarlo nos da distribuciones de probabilidad en los resultados.

En el diagrama (3.5) se muestra el proceso de evaluación con estos dos métodos.

3.4.3.1 Valor presente neto para el caso base

El primer paso en la evaluación de cualquier proyecto es establecer un caso base y calcular el valor presente neto para este caso. Esto supone que se conocen o se han estimado los valores de los parámetros de entrada, tales como: Volumen de producción, ritmo de declinación, precios de los hidrocarburos durante de vida del proyecto, costos de operación y mantenimiento, tasa de interés o costo del capital para cada año, estructura del régimen fiscal, es decir, impuestos a pagar por la explotación y comercialización de los hidrocarburos, etc.

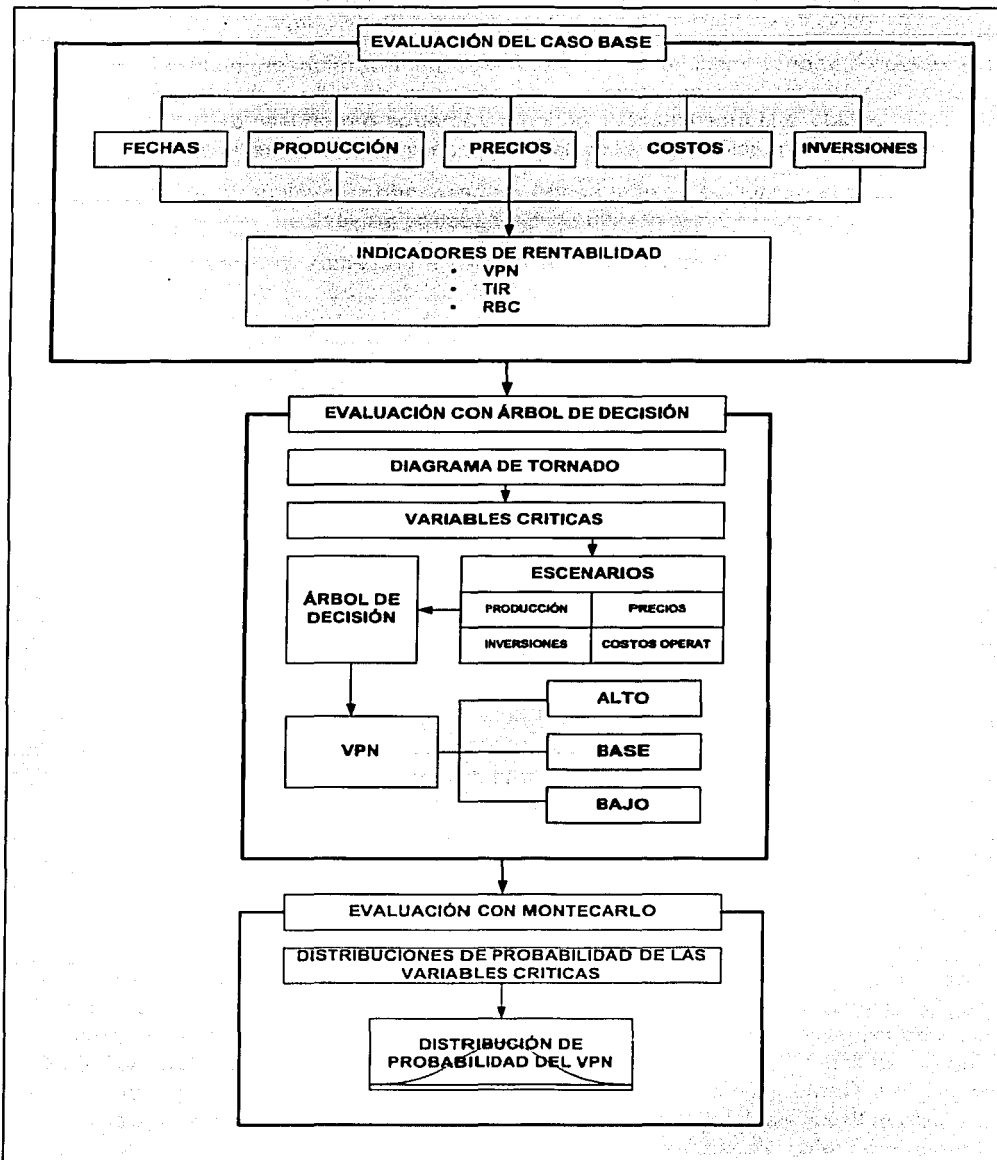


Diagrama (3.5). Proceso de evaluación de proyectos con Árbol de decisión y Montecarlo

Idealmente, las distribuciones de todas las variables se deben de modelar tomando en cuenta la relación con el tiempo y con las demás variables. Los métodos tratados aquí abordan este problema de diferentes formas, cada uno se enfoca sobre ciertos aspectos y hace consideraciones simplificando o ignorando otros.

El método de Montecarlo construye la ecuación del valor presente neto a partir del caso base incorporando incertidumbre en las variables de entrada. El método de árbol de decisión incorpora flexibilidad en la toma de decisiones al suponer varios escenarios para el caso base.

Para proyectos de desarrollo de campos es más usado el método de árbol de decisión ya que no existe la información suficiente para aplicar construir las distribuciones de probabilidad y aplicar el método de Montecarlo, aunque este también se aplica con las restricciones correspondientes.

3.4.3.2 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 ⁽²⁰⁾.

Por ejemplo, consideremos un proyecto de un pozo de exploración típico. ¿Cuáles son las incertidumbres a las que posiblemente nos enfrentaríamos y que podrían afectar nuestro resultado? ¿Qué pasaría si el precio del petróleo cambiara dramáticamente? ¿Cómo se afectaría mi proyecto? ¿Qué 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 más críticas 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 cómo 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 cuáles de las variables son las más críticas ⁽²¹⁾.

Una variable se considera crítica 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 qué 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 más críticas y con base en ello, identificar adonde se debe dedicar más 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 MonteCarlo.

3.4.3.2.1 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 vertical.

Las variables que presentan mayor impacto se visualizan en la parte superior, mientras que aquéllas que presentan el menor impacto se visualizan en la parte inferior, el resultado final se parece a un tornado. La figura (3.1) 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 la 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.

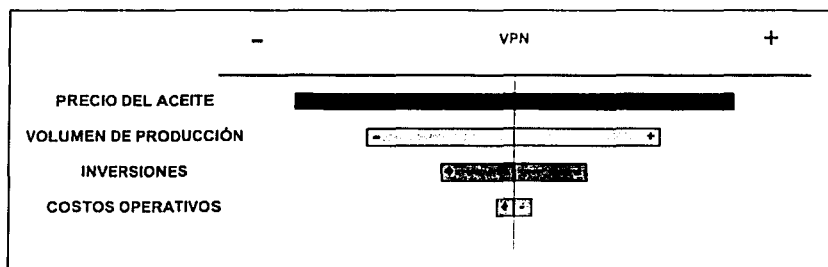


Figura (3.1). Diagrama de tornado

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 Tornado se emplea para determinar cuáles variables:

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

3.4.3.3 Método de árbol de 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 óptima 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 más 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 número de cálculos puede crecer en forma desproporcionada. El número de puntos finales crece rápidamente en al medida que el número de nodos crece. Esto induce a reducir intencionalmente el número 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 Montecarlo, 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 más 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 más información.

La figura (3.2) 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 más 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.

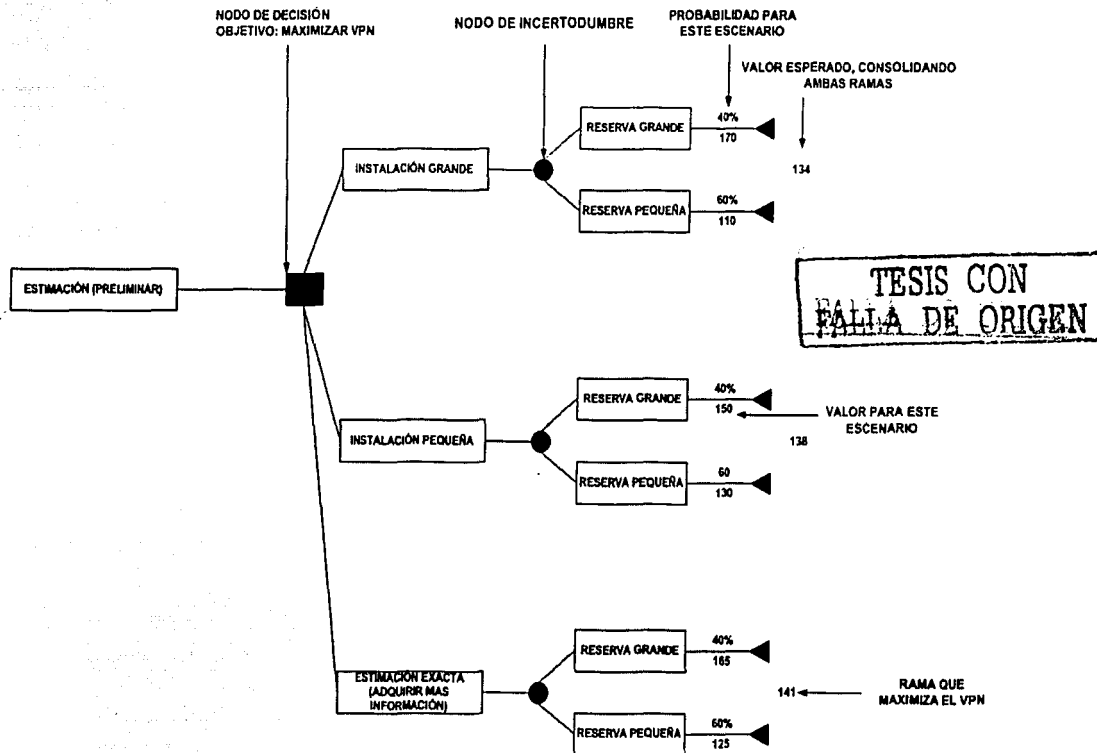


Figura (3.2). Ejemplo de un diagrama de árbol de decisión

3.4.3.4 Método de Montecarlo

Este método 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 .

$$VPN = \sum_{t=1}^N \frac{I_N - \text{Impuestos} - \text{Amortizaciones}}{(1+i)^t}$$

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. El diagrama (3.6) resume el procedimiento del método de Montecarlo.

El análisis con el método de Montecarlo 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, CrisBall o @Risk for project.

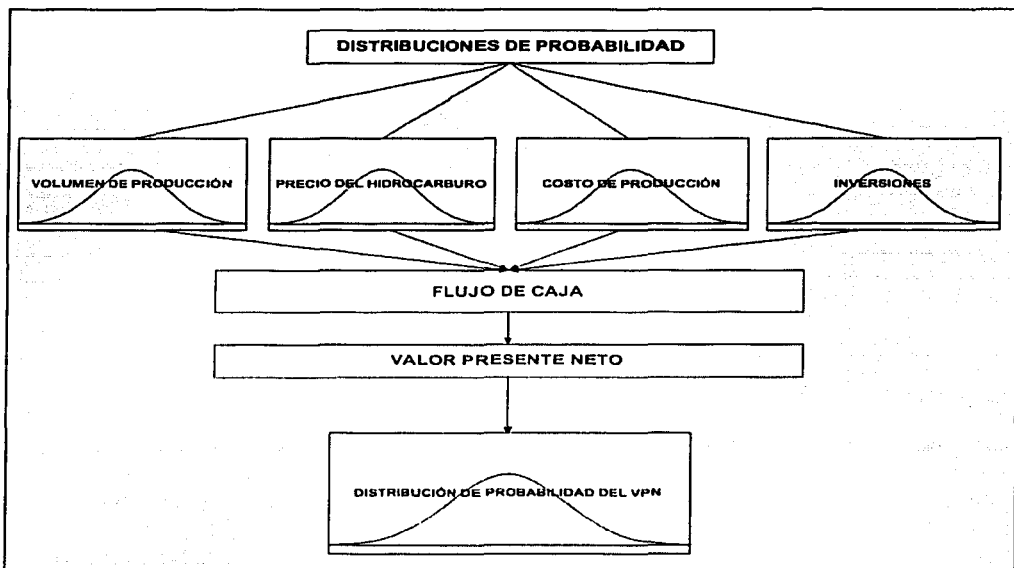


Diagrama (3.6). Diagrama esquemático del método de Montecarlo

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el capítulo anterior se analizaron los métodos de evaluación de proyectos aplicados a la exploración y producción de hidrocarburos, los métodos descritos como árbol de decisión y montecarlo identifican las variables con incertidumbre y cuantifican el riesgo al arrojar resultados con una probabilidad de ocurrencia. En este capítulo se muestra el análisis de riesgo desde un punto de vista más conceptual y se analizan los factores que lo generan.

4.1 ¿QUÉ ES EL ANÁLISIS DE RIESGO?

Decidir emprender un negocio implica estar dispuesto a correr el riesgo de no recuperar el dinero que se invierta. La propia información que sostiene sólidamente los estudios de factibilidad técnica o de rentabilidad económica de nuestros proyectos se encarga de recordarnos que nos movemos siempre en el terreno de la incertidumbre. La inversión que se realiza hoy, nos dará resultados mañana. Pero nadie tiene la seguridad de que las condiciones del mañana sean como las supusimos hoy; podrían ser menores, aunque también mayores. Los costos reales del mañana podrían diferir de nuestras estimaciones de hoy. Nadie puede estar seguro de que mañana se pueda extraer los hidrocarburos en el volumen y calidad de hoy considerábamos bastante probable de ocurrir.

Para ser precisos, nada de lo que suponemos hoy se va a cumplir exactamente en los términos previstos; los factores que intervienen se combinan de tal forma que los resultados reales pueden ser desfavorables y traducirse en pérdidas graves, o pueden ser muy favorables y hacer que las ganancias rebasen todas las expectativas, o pueden aportarnos resultados mediocres que nada beneficien a nuestro proyecto. En la práctica todo puede suceder, el futuro es incierto y la gama de posibilidades es muy amplia.

La incertidumbre esta presente en todas las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de rentabilidad, y esa incertidumbre, fatalmente se traduce en riesgo. El inversionista debe estar siempre conciente del riesgo que corre al emprender un negocio, y su necesidad de cuantificar ese riesgo aumenta a medida que crece la importancia relativa del monto que piensa invertir.

Lo que se desea asegurar es de que todo este previsto; de que por más que llegaran a conjuntarse los factores más adversos, nuestro proyecto pasara las pruebas y seguirá perfilándose atractivo. Nunca estaremos al ciento por ciento de lo que ocurrirá, pero es forzoso que sepamos de que tamaño es el riesgo que estamos corriendo y a que nos estamos exponiendo.

Si el dinero que vamos a invertir no es nuestro sino de nuestra empresa, o de la nación, nuestra responsabilidad de cuidarlo es aun mayor. Estamos obligados a canalizar todos los recursos financieros bajo nuestra responsabilidad hacia las opciones de inversión más rentable, pero al mismo tiempo menos riesgosas. Si después de haber realizado las inversiones, bajo riesgos calculados, las cosas salen mal, mala suerte, pero no hay proyecto seguro, y menos en la industria de exploración y producción de petróleo. Si al calcular el riesgo de un proyecto las cifras reflejaran la existencia de tan solo uno por ciento de probabilidad de no recuperar la inversión, deberemos entender simplemente que por cada cien veces que se invierta en una opción como esa, habrá en que los resultados serán adversos, y pudiera ser que el nuestro fuera el caso malo de esos cien. No estamos obligados a ganar siempre; pero es absolutamente inadmisibles que decidamos invertir sin el sustento de una sólida evaluación económica y de su respectivo análisis de riesgo.

Para analizar el riesgo de un proyecto se debe simular numerosas situaciones que pueden llagar a presentarse en la práctica; se busca que todos los factores que intervienen en el negocio se combinen aleatoriamente haciéndolos variar dentro de los rangos posibles. Los resultados que se obtienen nos muestran hacia donde se cargan las cosas y en que medida lo hacen; y si estamos seguros de haber utilizado toda la información disponible sobre el comportamiento de las variables, dentro de los rangos correctos, entonces tendremos la certeza de que entre los resultados que hemos obtenido llegará a estar el resultado real.

Cuando los resultados arrojados por el método se presentan muy dispersos, tendremos una indicación de que los resultados reales pudieran ser muy buenos, con la misma factibilidad de que pudieran ser muy malos, y eso sería un reflejo de nuestra gran incertidumbre sobre el comportamiento de lo factores que intervienen. Ante situaciones de ese tipo sería recomendable promover la realización de estudios de preinversión, en los cuales se inviertan cantidades relativamente insignificantes, para una investigación más a fondo de los factores más inciertos, antes de realizar las inversiones masivas a escala industrial. Como producto de esas investigaciones adicionales sin duda se reduciría la incertidumbre, lo que puede conducir a llevar a delante el proyecto o de plano cancelarlo. La mejor información no necesariamente mejora las expectativas del negocio; la mayor y mejor información reduce la incertidumbre, pero su resultado puede ser el aumento de

nuestra seguridad de que el proyecto es malo y en tal caso conducimos a la sana decisión de obtenernos de invertir.

4.1.1 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo trata de estimar el impacto de la incertidumbre del valor de las variables sobre los resultados del proyecto. En la figura (4.1) se muestra el proceso de análisis de riesgo ⁽²³⁾.

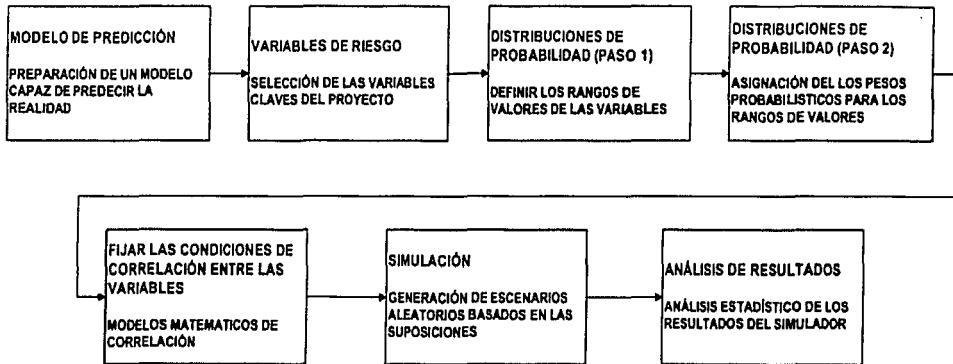


Figura (4.1). Proceso de análisis de riesgo

4.1.1.1 Causas del riesgo e incertidumbre

A continuación se enumeran algunas causas de la variabilidad causantes del riesgo e incertidumbre:

- a) Inexistencia de datos históricos directamente relacionados con las alternativas que se estudian.
- b) Sesgo en la estimación de datos de eventos posibles.
- c) Cambios en la economía mundial o nacional.
- d) Cambios en políticas de países que en forma directa o indirecta afectan al entorno económico local.
- e) Análisis e interpretación errónea de la información disponible.
- f) Obsolescencia.
- g) Situación política.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- h) Catástrofes naturales o comportamiento del clima.
- i) Baja cobertura y poca confiabilidad de los datos estadísticos con que se cuenta.

4.1.1.2 ¿Cómo se asegura el éxito en el análisis de riesgo? ⁽²⁴⁾

1. Es necesario formular las directrices para evitar la malversación de los métodos establecidos. Esto debe estar bien documentado y comunicado a todos los involucrados en el proceso además de que debe ser actualizado regularmente.
2. Es necesario vigilar el proceso de evaluación del riesgo para mantener la consistencia, eliminar las desviaciones y verificar las malas interpretaciones que ocurren en la falta de comprensión.
3. Es esencial la capacitación tanto para los técnicos como para los administradores.
4. El software de evaluación debe ser accesible, estandarizado, fácil de usar y adaptable a los cambios tecnológicos.
5. Es vital la comprensión de la dependencia entre las variables.
6. Los métodos deben ser flexibles para permitir la integración de nuevas técnicas dentro del proceso.
7. Los resultados del análisis de riesgo se deben entender y seguir estrechamente a través del tiempo para facilitar los ajustes y el mejoramiento de los métodos.

4.1.1.3 Decisiones bajo riesgo

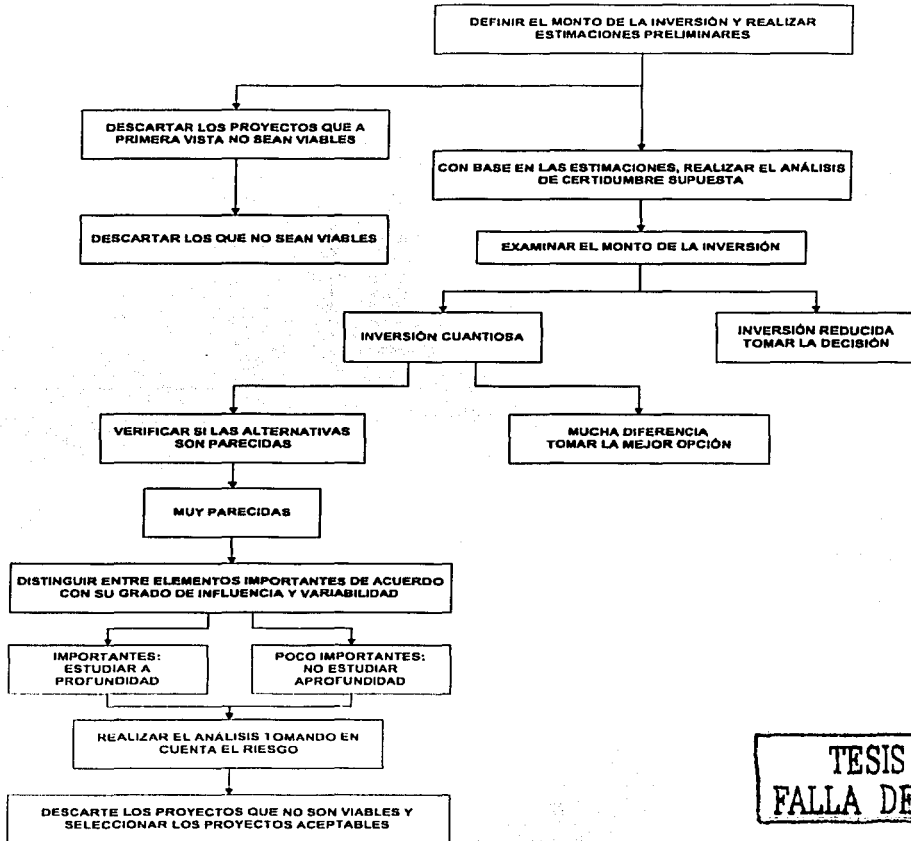
En la evaluación de inversiones bajo riesgo se debe hacer un análisis previo de la situación, antes de embarcarse en un proceso que puede resultar costoso. La figura (4.2) muestra un diagrama esquemático de la forma de tomar decisiones de inversión bajo riesgo.

4.2 RIESGO E INCERTIDUMBRE EN EL DESARROLLO DE CAMPOS

4.2.1 Incertidumbre en el desarrollo de campos

Los aspectos más importantes a predecir en la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son la reserva existente 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 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 desarrollo.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura (4.2). Decisiones de inversión bajo riesgo

La figura (4.3) muestra que la incertidumbre asociada con las estimaciones de las reservas y los ritmos de producción cambian con el tiempo y puede ser dividida en tres clasificaciones que son ⁽²⁵⁾:

- Incertidumbre técnica
- Incertidumbre económica
- Incertidumbre política

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

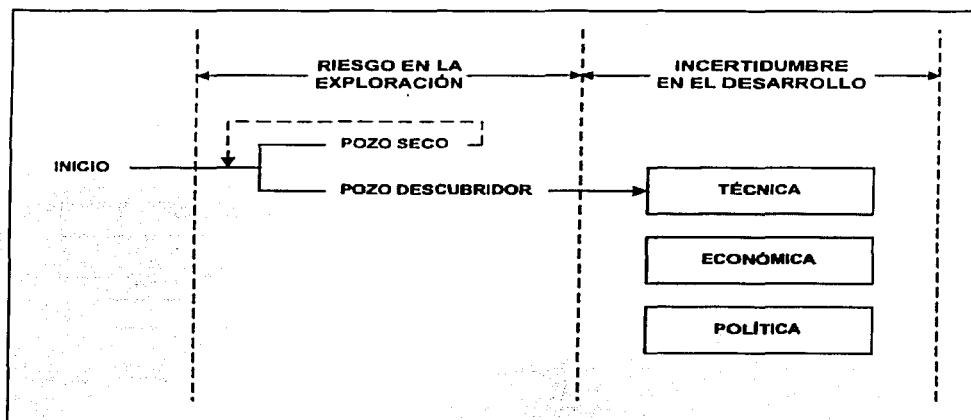


Figura (4.3). Riesgo e incertidumbre en el desarrollo de campos

4.2.1.1 Incertidumbre técnica

La incertidumbre técnica relaciona si los volúmenes estimados de hidrocarburos 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 (4.4) muestra una representación gráfica de las etapas de producción de un yacimiento y los métodos utilizados 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 (4.4) 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 más 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.

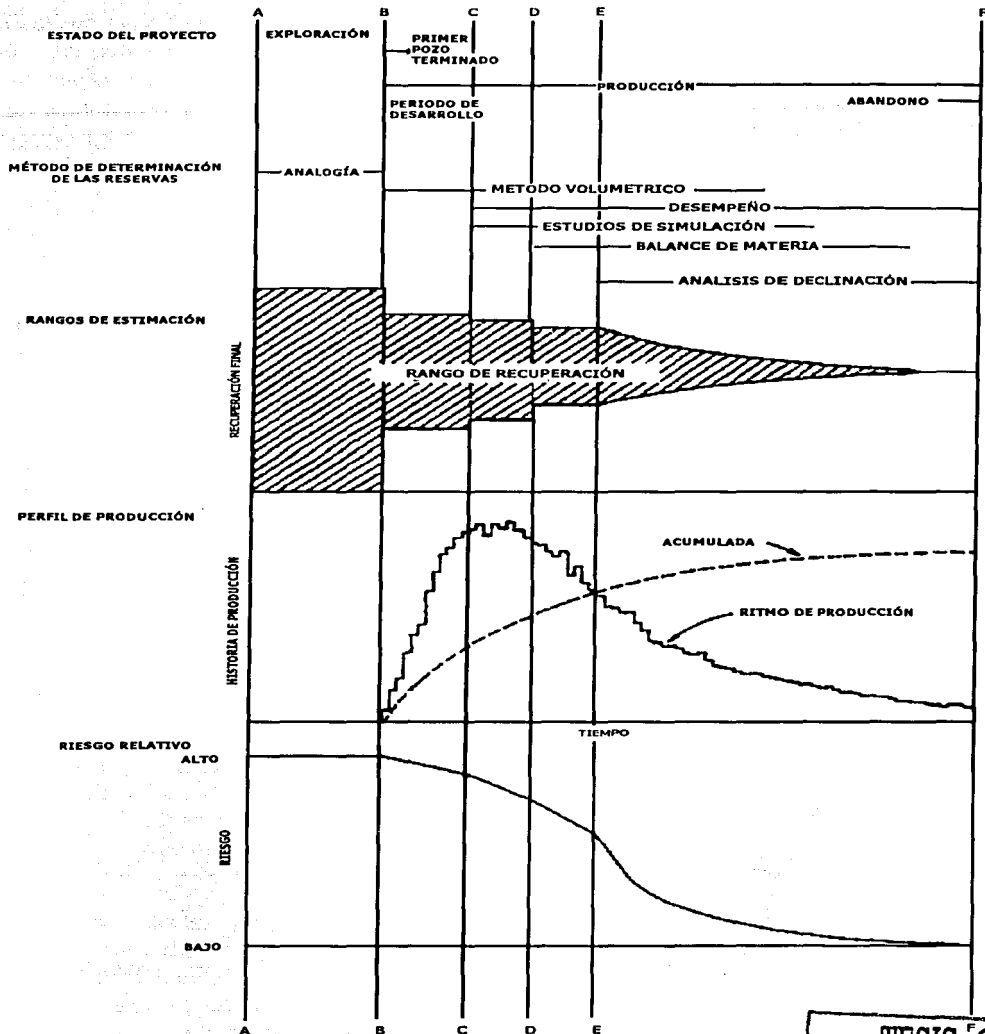


Figura (4.4). Método de estudio, rangos de estimación y riesgo relativo

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

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 madures, 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 (4.4) 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 más información del yacimiento.

4.2.1.2 Incertidumbre económica

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 de desarrollo de campos. 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 p.ej, 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 estamos estimando.

4.2.1.3 Incertidumbre política

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 (4.5) muestra la forma de obtener factor de incertidumbre total a partir de la clasificación del riesgo expuesta anteriormente.

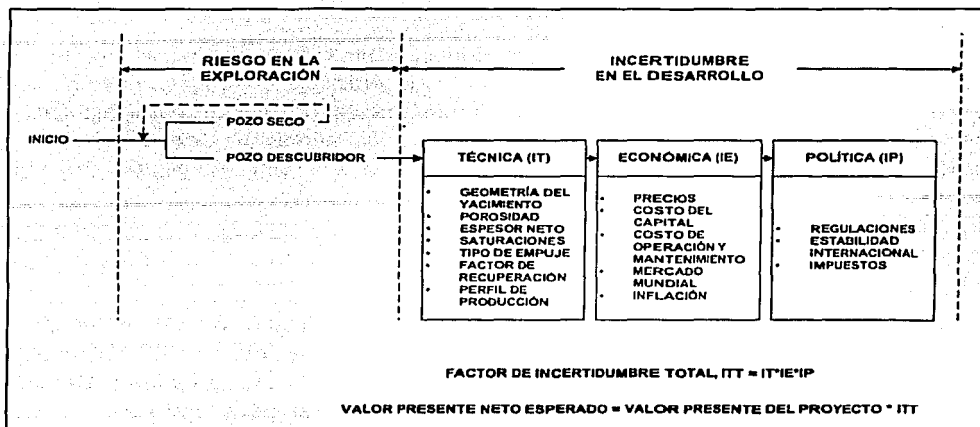


Figura (4.5). Parámetros de incertidumbre en el desarrollo de campos

La figura (4.6) muestra como el impacto de la incertidumbre técnica, económica y política puede reducir el valor esperado del proyecto.

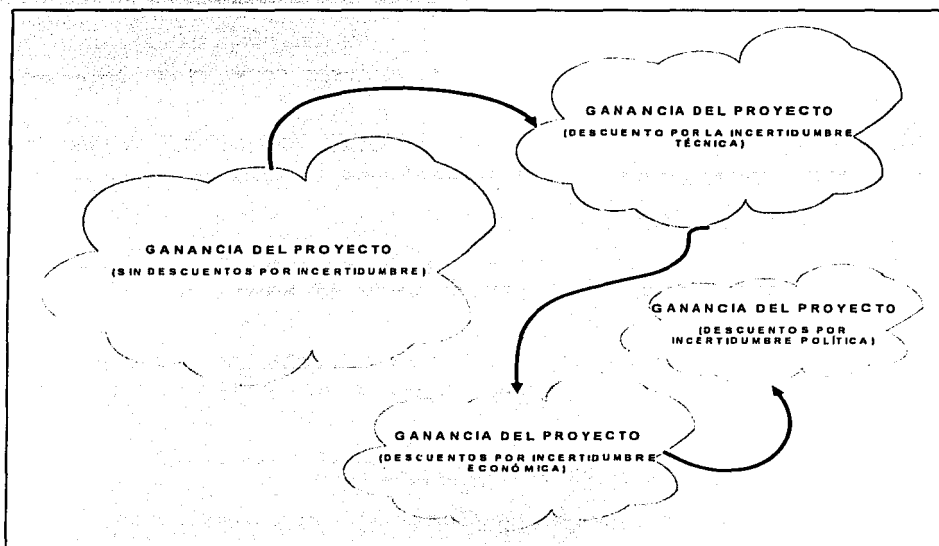


Figura (4.6). Impacto de la incertidumbre sobre la ganancia del proyecto

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

4.3 DISMINUCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

Como mencionamos en el capítulo 1 el conocimiento e interpretación precisa del yacimiento es un elemento clave para disminuir la incertidumbre y consecuentemente el riesgo, esto solo es posible si se tiene la información suficiente para realizar las interpretaciones acertadamente. Además de esto es necesario seguir ciertos criterios para tener la seguridad de estar actuando con la incertidumbre mínima, algunos de estos criterios se resumen a continuación.

4.3.1 Mejores practicas

La disminución del riesgo es un aspecto vital en la administración de proyectos de inversión, empresas del ramo petrolero han visualizado la necesidad de disminuir la incertidumbre en las estimaciones para los proyectos de desarrollo de campos. Debido a lo anterior se han emitido una serie de recomendaciones llamadas "mejores prácticas" que permiten disminuir el valor de la incertidumbre en las estimaciones y con esto minimizar el riesgo en los proyectos de desarrollo de campos ⁽²⁶⁾.

4.3.1.1 Mejores prácticas en la estimación de reservas

- El sistema de clasificación de reservas debe ser vinculado con el proceso del negocio.
- Los indicadores de desempeño se deben usar como guías para dar las estimaciones a futuro.
- Las reservas probadas pueden ser calculadas por métodos determinísticos aunque se prefieren los métodos probabilísticos.
- No se deben usar los métodos determinísticos cuando el rango de la incertidumbre es muy grande.
- Se debe describir un manual muy completo del sistema de clasificación de reservas y el proceso de reporte.
- Cuando las muestras del yacimiento tengan una distribución espacial, se deben tomar en cuenta las correlaciones para extrapolar los datos a todo el yacimiento.

4.3.1.2 Mejores prácticas en las predicciones de la producción

- Los modelos utilizados para las predicciones de la producción deben ser lo más acercado a la realidad, aun así las consideraciones que se tomen dentro del modelo deben estar bien documentadas.

- Las predicciones deben de tomar en cuenta la incertidumbre observada en el desempeño de pronósticos pasados y se deben comparar con el desempeño actual.
- Incorporar el tiempo de los eventos en el juego de parámetros probabilísticos.
- La predicción debe involucrar todas las disciplinas que puedan tener una influencia positiva sobre el resultado.
- Una auditoría del proceso debe verificar la consistencia y la adecuación de los métodos usados en la predicción.

4.3.1.3 Mejores prácticas en la estimación de costos

- No se debe sacrificar la flexibilidad solo para reducir los costos.
- Distinguir el incremento de costos, relacionados con el incremento de beneficios, de otros costos excesivos.
- Se requiere una base común en la estimación de costos, esto para asegurar una apropiada clasificación jerárquica de los proyectos.

4.3.1.4 Mejores prácticas en el proceso de toma de decisiones

- Se recomienda integrar métodos en donde intervengan grupos multidisciplinarios en el proceso de toma de decisiones y análisis de riesgo, en especial para proyectos que son muy complejos.
- Concentrarse sobre la idea del problema y en primer lugar identificar los parámetros que tiene un impacto directo sobre el valor del proyecto. Esto simplifica el árbol de decisión y reduce el esfuerzo requerido.
- Tomar ventaja de la incertidumbre a través de la introducción del concepto de opciones reales.

4.3.1.5 Mejores prácticas en la planeación y clasificación jerárquica

- El análisis de la producción de hidrocarburos que se requiere para el desarrollo futuro del país, es una de las mejores formas para tomar las decisiones pertinentes en la aprobación de los planes de desarrollo y operación.
- La aprobación de los proyectos de desarrollo de campos es hecha por las autoridades considerando los intereses prioritarios.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- La optimización de los proyectos de desarrollo de campos debe ser realizada por el equipo multidisciplinario a cargo que asegure que los proyectos se jerarquicen de una manera adecuada.

4.3.1.6 Mejores prácticas en las relaciones entre autoridades y la empresa encargada de la explotación y desarrollo de los recursos

- El intercambio de información entre las autoridades que regulan la actividad y la compañía debe ser un proceso en el cual la información fluya en ambos sentidos: ya que ambas partes poseen información que puede mejorar las decisiones de la contraparte en un beneficio mutuo.
 - El gobierno, a través del plan nacional de desarrollo, debe establecer una visión a largo plazo sobre los requerimientos nacionales de hidrocarburos, esto permite a la empresa tener una guía en la clasificación de los proyectos.
 - La empresa debe proporcionar información oportuna de su estado de operación, técnico, financiero, volumen y proyectos futuros.
- El objetivo principal de obtener la información es la de habilitar la toma de decisiones. Por lo tanto, el gobierno debe restringir el requerimiento de información que no aporte un beneficio a las compañías.
- Para minimizar los errores sistemáticos, las autoridades deben actuar con cautela cuando manejan datos de diferentes fuentes. Si la información proporcionada por las compañías se ha procesado por diferentes métodos, el gobierno puede considerar utilizarla información a un menor nivel.
- Se debe estimular el intercambio de información entre las diferentes compañías.

4.3.2 Método de diseño experimental para disminuir la incertidumbre

Debido a que las inversiones en el desarrollo de un campo son cuantiosas la estimación de la incertidumbre en la predicción de los perfiles de producción es una parte importante en una evaluación económica apropiada. Conforme las reservas de hidrocarburos de los campos gigantes se agotan los yacimientos se van haciendo cada vez más complejos y con menos reservas. Por consiguiente el conocimiento de sus propiedades, las cuales sirven para realizar las predicciones, se hace más complejo. El conocimiento de dichas propiedades es esencial para identificar sistemáticamente la incertidumbre en la predicción de los perfiles de producción para estos campos.

Dicha incertidumbre proviene de fuentes diversas y se manifiesta en varios niveles. La tarea de cuantificar esta incertidumbre es un proceso de dos pasos. El primer paso involucra la generación de diferentes descripciones del yacimiento y el segundo consiste en el uso de simuladores para predecir el flujo en el yacimiento.

En los últimos años, las herramientas de caracterización de yacimientos han tenido importantes cambios al incorporar el análisis de la incertidumbre para generar descripciones probables del yacimiento en las que utilizan los rangos de valores que tienen las diferentes propiedades del yacimiento. Para trasladar estos rangos de valores a la incertidumbre en los perfiles de producción se requiere realizar un gran número de simulaciones, lo que consume tiempo y dinero. Este problema puede ser visualizado desde dos puntos de vista. El primero consiste en modelos de simulación de flujo en una línea para acelerar la simulación. El segundo involucra la realización mínima de simulaciones en vez de simulaciones detalladas, de tal manera que de ese número limitado de simulaciones se pueda extraer las predicciones óptimas para los perfiles de producción.

Una alternativa a esto se llama "estudio paramétrico", en este, las descripciones del yacimiento se llevan a un número limitado de escenarios. A dichos escenarios se les asignan diferentes probabilidades de éxito basadas en análisis de riesgo. Una mejora de este método consiste de cuatro pasos:

- (i) Simular un caso base.
- (ii) Realizar en dos niveles el análisis de sensibilidad para las variables más importantes: el primer nivel conservador y el segundo optimista.
- (iii) Convertir los análisis de sensibilidad en distribuciones de probabilidad
- (iv) Realizar las predicciones con el método de Montecarlo

Una de las limitaciones de este método es que el estudio de sensibilidad es al nivel del caso base para todas las variables. En este sentido, que la influencia de una variable en el desarrollo es independiente de las otras variables.

Una solución a este problema es el uso del método de diseño experimental para seleccionar el número de simulaciones que proporcionen los resultados que después son llevadas a técnicas de regresión multivariada y que finalmente nos arrojan los resultados óptimos para las predicciones de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.3.2.1 Método de diseño experimental

El método de diseño experimental se ha usado en medicina y en la industria agrícola por muchos años, sobre todo en situaciones donde se aprecian variaciones incontrolables, comparadas con los efectos observados en las investigaciones.

La idea en utilizar el método de diseño experimental es la de economizar en las corridas del simulador (realizar el mínimo de corridas) a la vez que se obtiene información óptima de los resultados de cada simulación.

Los diseños factoriales son muy populares en el diseño experimental. La figura (4.7) muestra la aplicación del diseño factorial 2^m (en dos dimensiones) para dos variables, es decir, con un número de experimentos que es igual a 2^m donde m , es el número de variables. Si se utiliza un modelo cuadrático para ajustar los datos, se necesita conducir el experimento al tercer nivel para cada variable, esto conduce al diseño factorial 3^m , involucrando 3^m experimentos ⁽²⁷⁾.

Como ejemplo:

Para un juego de cinco variables el total de experimentos es: $NoEx = 3^5 = 243$

EXP	X_1	X_2
1	1	1
2	1	-1
3	-1	1
4	-1	-1

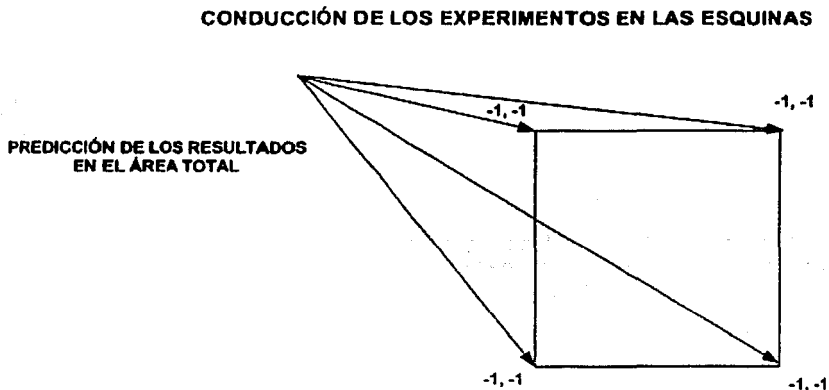


Figura (4.7). Diseño factorial del experimento

En muchas situaciones conducir este gran número de experimentos es muy costoso y por consiguiente no se realizan.

Una solución es el uso de los "diseños compuestos", que consisten en diseños factoriales 2^m aumentados por $2 \times m$ puntos estrella y algunos puntos centrales. Los puntos estrella tienen todas las variables excepto en su valor promedio; estas variables pueden ser cualquiera en un máximo o un mínimo. Los puntos centrales tienen todas las variables en sus valores promedio.

4.3.2.1.1 Aplicación

La aplicación del método de diseño experimental a nuestro problema se hace de la siguiente manera:

1. **Variables clave.** Identificar los rangos de las variables importantes que tienen influencia sobre la recuperación.
2. **Diseño del experimento.** Realizar el diseño experimental para identificar los valores de las variables a los que se predice la recuperación.
3. **Conducir los experimentos.** Usar la simulación de yacimientos para determinar la recuperación para cada uno de los experimentos identificados en el paso (2).
4. **Análisis de los resultados.** Analizar el resultado de los experimentos y establecer una correlación generalizada multivariable de la recuperación como una función de las variables.
5. **Validación del modelo.** Validar la correlación obtenida en el paso (4).
6. **Hacer las predicciones.** Predecir la distribución de la incertidumbre en los perfiles de producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Al inicio de esta tesis mencionamos que debido a las condiciones actuales de demanda de los 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 proyectos de inversión en esta área, como vimos en los capítulos 3 y 4 la evaluación económica debe incluir el análisis del riesgo presente en la inversión.

Siguiendo este lineamiento y atendiendo a la incorporación de elementos, en este capítulo se aplica el programa de evaluación MERAK de la compañía Schlumberger para mostrar los conceptos descritos anteriormente.

Utilizando el módulo PEEP (Programa de Evaluación Económica del Petróleo), se inicia con la evaluación económica de un caso base para después analizar la incertidumbre a nivel de escenarios con la herramienta Decision Tree del módulo Decision Tool Kit, para ser más convincentes y dar un ejemplo integral de la evaluación de proyectos con incertidumbre se analiza el mismo proyecto con el método de Monte Carlo utilizando la herramienta VMC (Visual Monte Carlo) del mismo módulo.

La búsqueda y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos debe ser acorde a las estrategias de negocios y necesidades energéticas del país, en este contexto, México a través de PEMEX tiene dos grandes estrategias que son: en primer lugar la búsqueda y desarrollo de yacimientos de gas seco y en segundo de crudo ligero, el primero debido a su alta demanda en el mercado interno y el segundo debido a su alto valor comercial en el mercado internacional lo que fortalece la cadena de valor.

Siguiendo estas estrategias se propone como ejemplo la evaluación de un proyecto de desarrollo de un campo de gas hipotético, ubicado en el activo Burgos de la región Norte.

Con este ejemplo se pretende mostrar que los proyectos de inversión en esta área además de ser estratégicos para el país pueden también ser muy rentables, respecto a otros proyectos.

Los datos de volumetría y producción son tomados de un ejemplo real, así como las premisas de precios, costo e inversiones son las utilizadas en el Activo Burgos.

PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

En base a la información geológica y geofísica se propone la perforación de un pozo exploratorio, si este resulta exitoso se pretende la perforación de un pozo de desarrollo. El objetivo es consolidar ambos casos y mostrar que tan rentable y seguro puede ser invertir en este proyecto. Se asume que se cuenta con la infraestructura superficial para el manejo y procesado del gas y condensado que se piensa producir.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Objetivo	• Explorar y desarrollar la reservas de gas del yacimiento
Recursos	• Recursos P50 ó estimadas en 7533 MMPCS
Producto principal	• Gas seco y condensado
Estudios exploratorios	• Estudios realizados en 1996-1997 que proporcionaron los estimados de reservas
Perforación y terminación de pozos exploratorios	• 1 Pozo exploratorio
Región	• Norte
Ambiente	• Terrestre

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

DEFINICIÓN DE UNIDAD DE INVERSIÓN

Elemento	Justificación
Perforación y terminación de pozo exploratorio	• 1 Pozo requerido para probar la existencia de los recursos estimados
Perforación y terminación de pozo de desarrollo	• 1 Pozo requerido para la explotación del posible yacimiento
Construcción de ductos	• 1 Ducto de 8" y 5 km de longitud, requerido para el transporte a la línea secundaria.

Los elementos anteriores constituyen todo lo necesario para capturar el valor económico de la unidad de inversión

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN SUGERIDA**Tipo de unidad de inversión**

- De acuerdo con la metodología descrita este proyecto es de exploración en su etapa inicial y posteriormente de desarrollo por lo que constituye una unidad de inversión compuesta
- Dadas las características del proyecto que presenta riesgo, la metodología de evaluación sugerida es análisis con árbol de decisión y Montecarlo

EVALUACIÓN DEL CASO BASE

El caso base para cada uno de los pozos será evaluado con las premisas propuestas para este ejemplo, pero a la vez se generan diferentes escenarios para producción, precios, costos operativos y capital (inversiones), esto con el fin de adecuar el caso base para utilizarlo en la solución del árbol de decisión y Monte Carlo.

1. Perfil de producción

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

- En el programa PEEP se determino por volumetría la reserva recuperable.
- Utilizando la curva de declinación exponencial y la reserva calculada, se determino, en el mismo programa, el perfil de producción para el gas y el condensado.

VOLUMETRÍA DEL YACIMIENTO	
ÁREA	89 Acres
ESPESOR	59 ft
POROSIDAD	23 %
S_w	21 %
B_g	0.0032
FACTOR GEOMÉTRICO	100 %
FACTOR DE RECUPERACIÓN	58 %

DATOS DE PRODUCCIÓN		
	EXPLORATORIO	DESARROLLO
PRODUCCIÓN INICIAL	3000 MPCD	2000 MPCD
GASTO FINAL	200 MPCD	200 MPCD
DECLINACIÓN	20 %	
RELACIÓN COND/GAS	30 BL/MMPCS	
RESERVA ESTIMADA (PEEP)	7533 MMPCS	

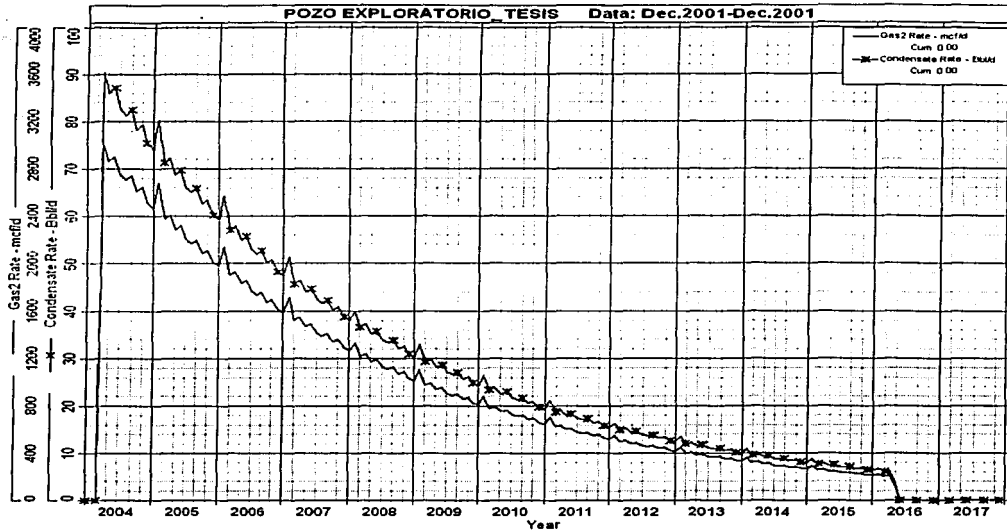


Figura (5.1). Perfil de producción estimado para el pozo exploratorio

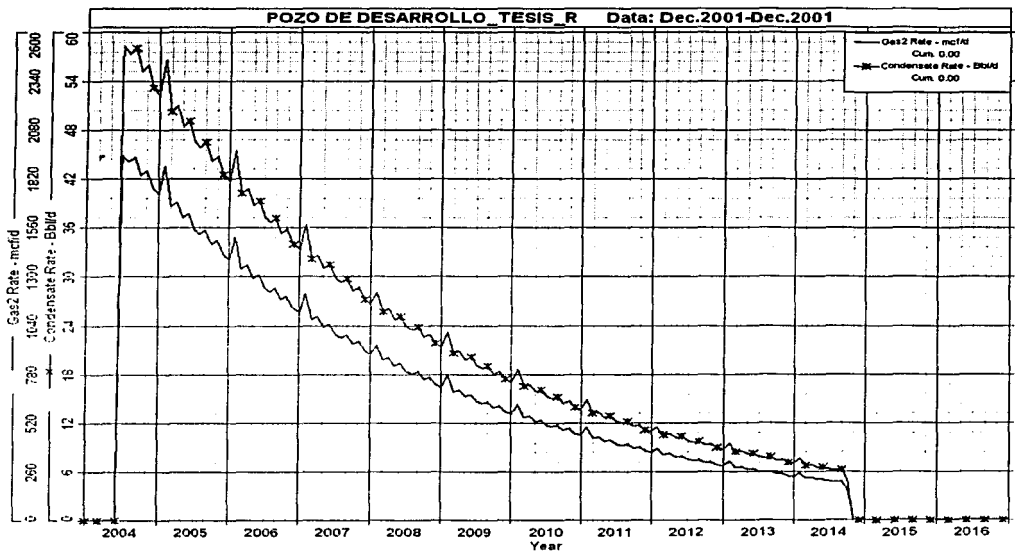
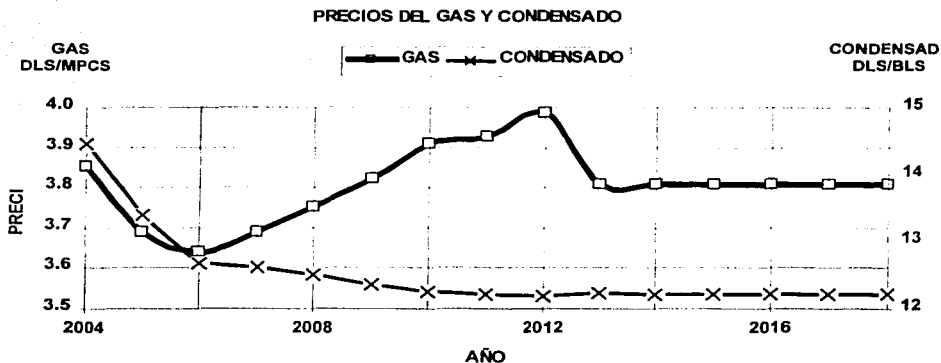


Figura (5.2). Perfil de producción estimado para el pozo de desarrollo

2. Pronostico de precios



El pronóstico se tomó de las premisas para el activo Burgos utilizadas en la evaluación de proyectos en PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN del 2004 al 2018 ⁽²⁸⁾.

3. Costos de operación y de transporte

Concepto	Costo
Costos de transporte	
(Troncal y secundario Dls/BOE)	0.0705
Variables (Dls/BPCE)	0.03
Fijos (Dls/pozo/año)	97,418.54
Barril de aceite equivalente (PC/BL)	5,238.95

Los gastos de operación están basados en las premisas para el activo Burgos

4. Inversiones estimadas

CONCEPTO	POZO	
	EXPLORATORIO	DESARROLLO
PERFORACIÓN	2500 (MDLS)	1000 (MDLS)
TERMINACIÓN	500	500
LÍNEA DE RECOLECCIÓN	100	100
DUCTOS (6" ,120 MDLS/KM)	650	0
ESTUDIOS	300	100
TOTAL	4050	1700

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

5. Resultados de la evaluación económica

RESUMEN	INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	RESULTADO	
			EXPLORATORIO	DESARROLLO
VALOR PRESENTE NETO @	0%		13.717 MMDLS	9,451
	12%		8.898 MMDLS	6,385
TASA INTERNA DE RETORNO			343.2%	>800
TIEMPO DE RECUPERACIÓN			15 MESES	13.3
VPN/VPI (RBC) @	0%		3.39	5.56
	12%		2.20	3.76
LIMITE ECONÓMICO			2016-05	2014-10

- Comparado con la inversión el VPN es un indicativo de que el proyecto es altamente rentable.
- La TIR deja nos da un margen de intereses muy alto.
- El tiempo de recuperación es muy corto comparado con el límite económico del proyecto.
- Si se realiza el proyecto la RBC nos indica que la inversión se puede multiplicar al obtener 2.20 (exploratorio) y 3.76 (desarrollo) por cada dólar invertido.
- El cálculo de los indicadores se realizó sin tomar en cuenta derechos e impuestos.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

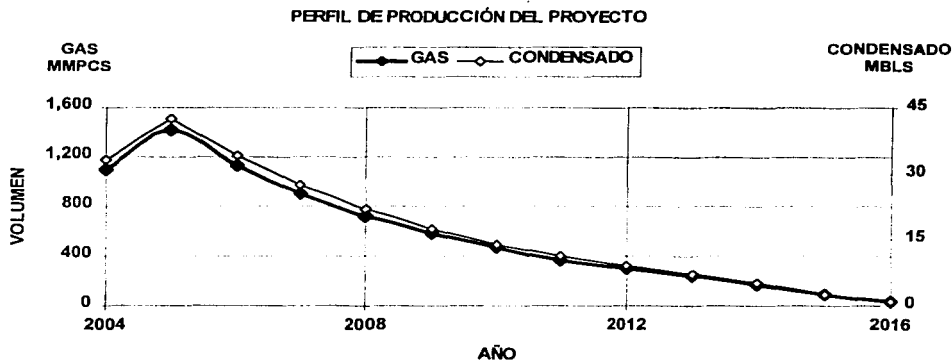
Tabla (5.1). Reporte detallado para pozo exploratorio (0%) (Anual)

Date	VOLUMEN CONDENSADO MBLS	VOLUMEN GAS MMPCS	INGRESOS TOTALES MDLS	COSTOS OPERATIVOS MDLS	INGRESO OPERATIVO MDLS	INVERSIONES	FLUJO DE EFECTIVO
2004(12)	22.7	756.7	3,241	90	3,151	4,050	-899
2005(12)	24.9	830.8	3,396	116	3,280	0	3,280
2006(12)	19.9	664.6	2,669	112	2,557	0	2,557
2007(12)	16	531.7	2,161	109	2,052	0	2,052
2008(12)	12.8	425.3	1,758	107	1,651	0	1,651
2009(12)	10.2	340.3	1,426	105	1,321	0	1,321
2010(12)	8.2	272.2	1,165	103	1,061	0	1,061
2011(12)	6.5	217.8	936	102	834	0	834
2012(12)	5.2	174.2	757	101	656	0	656
2013(12)	4.2	139.4	582	101	481	0	481
2014(12)	3.3	111.5	465	100	366	0	366
2015(12)	2.7	89.2	372	99	273	0	273
2016(12)	0.9	29.4	123	38	85	0	85
Total	137.5	4,583.10	19,051	1,284	17,767	4,050	13,717

Tabla (5.2). Reporte detallado para pozo de desarrollo (0%) (Anual)

Date	VOLUMEN CONDENSADO MBLS	VOLUMEN GAS MMPCS	INGRESOS TOTALES MDLS	COSTOS OPERATIVOS MDLS	INGRESO OPERATIVO MDLS	INVERSIONES	FLUJO DE EFECTIVO
2004(12)	10.4	345.6	1,480	57	1,424	1,700	-276
2005(12)	17.6	585.6	2,394	110	2,284	0	2,284
2006(12)	14.1	468.5	1,881	108	1,773	0	1,773
2007(12)	11.2	374.8	1,523	106	1,418	0	1,418
2008(12)	9	299.8	1,239	104	1,135	0	1,135
2009(12)	7.2	239.9	1,005	103	902	0	902
2010(12)	5.8	191.9	821	102	719	0	719
2011(12)	4.6	153.5	660	101	559	0	559
2012(12)	3.7	122.8	534	100	434	0	434
2013(12)	2.9	98.2	410	100	311	0	311
2014(12)	2	65.6	274	81	193	0	193
TOTAL	88.4	2,946.30	12,221	1,071	11,151	1,700	9,451

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



EVALUACIÓN CON ANÁLISIS DE RIESGO

Para este análisis se crearon escenarios para las variables que más impactan el VPN, estas se identificaron a través del análisis de sensibilidad, después se construyó el árbol de decisión y el modelo en Monte Carlo.

1. Evaluación con Árbol de Decisión

a. Análisis de sensibilidad

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

En la herramienta Tornado del modulo Decisión Tool Kit se realizó el análisis de sensibilidad para ambos pozos.

Se hizo variar los valores del caso base, para VPN @ 12%, en un rango de 0.8 – 1.2, los resultados se muestran a continuación.

Calculation Engine		Wild Reap				File Name: <Undefined>					
Base Case		FOOD EXPLORATORIO_TESIS				Value Measure: A Cash AUCs Rate2					
Description	Low	Base	High	Var	6000	6750.0	8250.0	9750.0	11250.0	12750.0	13500
Prod: Gas2 Volume	0.8	1.0	1.2	0.52	6176						11620.0
Prod: Gas2 Price	0.8	1.0	1.2	0.43	6421						11374.6
All Capital	0.8	1.0	1.2	0.05	8099						9708.1
All Op cost	0.8	1.0	1.2	0.00	8763						9032.4

Figura (5.3). Diagrama de tornado para pozo exploratorio

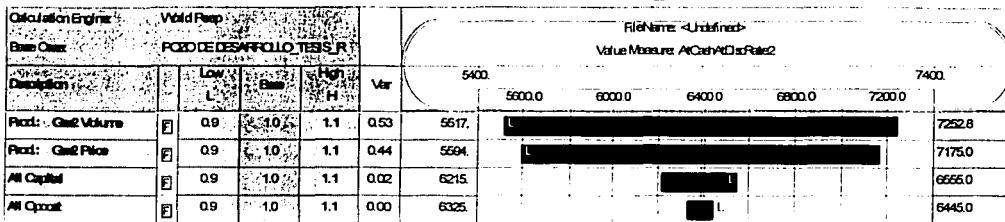


Figura (5.4). Diagrama de tornado para pozo de desarrollo

De los diagramas de tornado se observa que, para ambos casos, las variables críticas, es decir, las que más afectan el VPN @ 12% son, en orden de importancia, las siguientes:

Tabla (5.3). Análisis de sensibilidad para ambos pozos

VARIABLE	IMPACTO	
	EXPLORATORIO	DESARROLLO
PRODUCCIÓN DE GAS	0.52	0.53
PRECIO DEL GAS	0.43	0.44
CAPITAL	0.05	0.02
COSTOS OPERATIVOS	0.0	0.0

b. Escenarios

En el programa PEEP se crearon los escenarios para ser utilizados en el Árbol de decisión y Monte Carlo, para esto, a partir del caso base se multiplico por un escalar a las variables críticas.

En base a la información con que se cuenta a cada escenario se le asigno una probabilidad de ocurrencia de 0.25

Tabla (5.4). Generación y probabilidad de ocurrencia de los escenarios propuestos

VARIABLE CRÍTICAS	ESCENARIOS				
		ALTO	BASE	BAJO	SECO
	PROBABILIDAD	0.25	0.25	0.25	0.25
VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE GAS	ESCALAR	1.2	1.0	0.8	0.0
PRECIO DEL GAS		1.2	1.0	0.8	0.0
INVERSIONES		1.2	1.0	0.8	PERFORACIÓN
COSTOS OPERATIVOS		1.2	1.0	0.8	0.0

c. Diseño del Árbol de decisión

En la herramienta Decisión Tree del modulo Decisión Tool Kit se diseñó el árbol de decisión para el proyecto de desarrollo del campo de gas, es importante mencionar que, a diferencia de la evaluación del caso base (en donde se evaluó cada pozo por separado), en el árbol de decisión se incluyen ambos casos, esto para obtener el Valor Esperado de proyecto (VE) al consolidar todos los escenarios posibles.

El diagrama (5.1) muestra el esquema general del Árbol de decisión que se diseñó para el ejemplo.

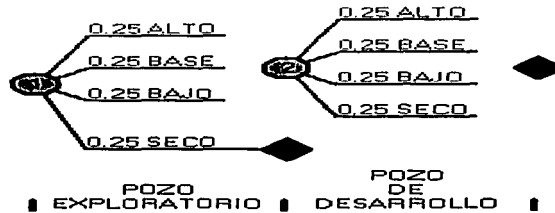


Diagrama (5.1). Árbol de decisión para el proyecto

En la primera rama se incluyen los escenarios para las variables críticas del pozo exploratorio y en la segunda rama las variables para el pozo de desarrollo.

Este diseño permite al programa consolidar ambos casos y arrojar el VE para el proyecto, en base a las probabilidades para cada escenario.

Por ser los más representativos los indicadores a evaluar son el VPN @ 12, la RBC @ 12% y la TIR

d. Resultados del Árbol de decisión

Al realizar la simulación el programa arroja el VE total del Árbol y el VE en cada nodo. A fin de visualizar todos los posibles resultados.

Tabla (5.5). Resumen de resultados de la evaluación con árbol de decisión

INDICADOR	TASA DE DESCUENTO	VE
VE (VPN) @	0%	15.135 MMDLS
	12%	9.668 MMDLS P(VE)=56%
PROBABILIDAD VPN > 0		75%
TIR		205.1 %
RBC (VPN/VPI)	0%	3.07
	12%	1.96
TIEMPO DE RECUPERACIÓN		17 MESES

Aún con riesgo los indicadores muestran que el proyecto puede ser muy rentable.

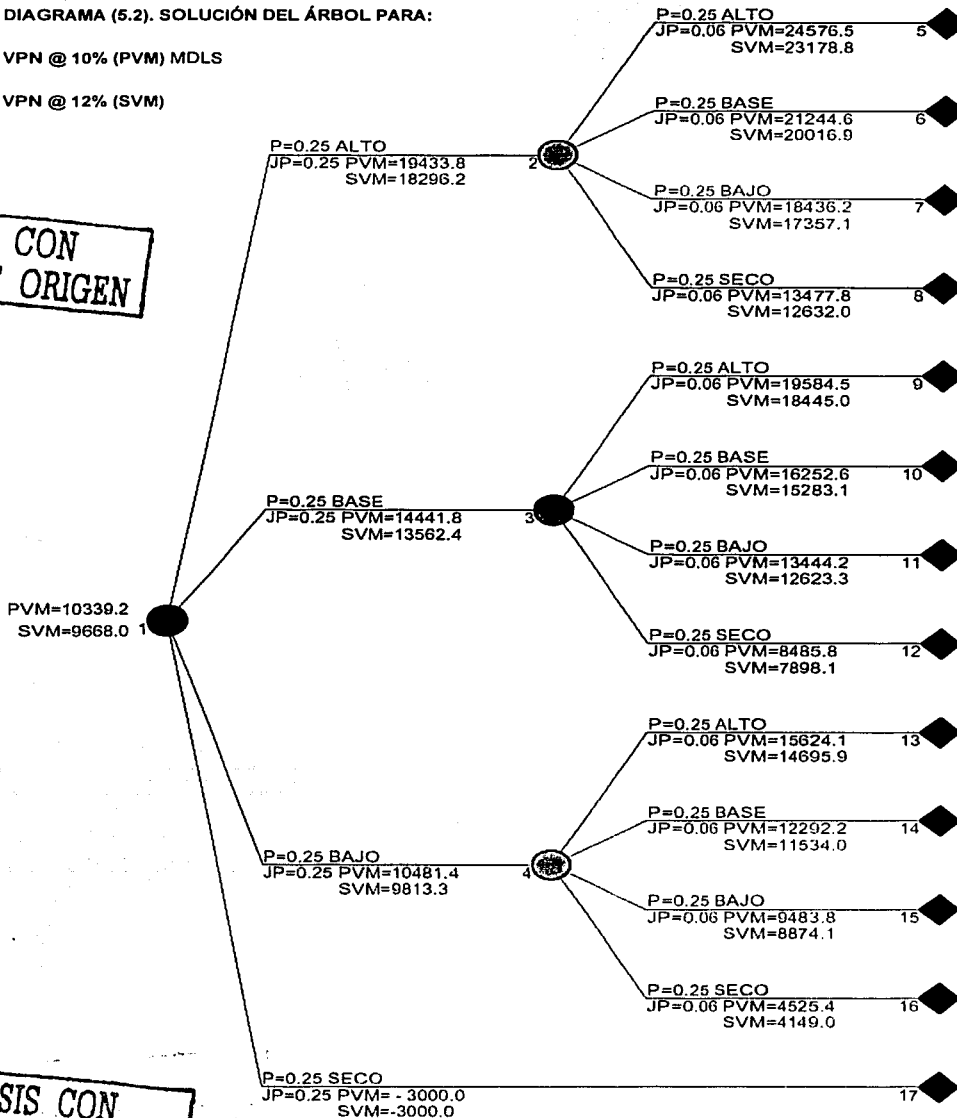
**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Abajo se muestra los diagrama solución del árbol primero para VPN @ 10 y 12 y después para TIR y RBC.

DIAGRAMA (5.2). SOLUCIÓN DEL ÁRBOL PARA:

VPN @ 10% (PVM) MDLS

VPN @ 12% (SVM)



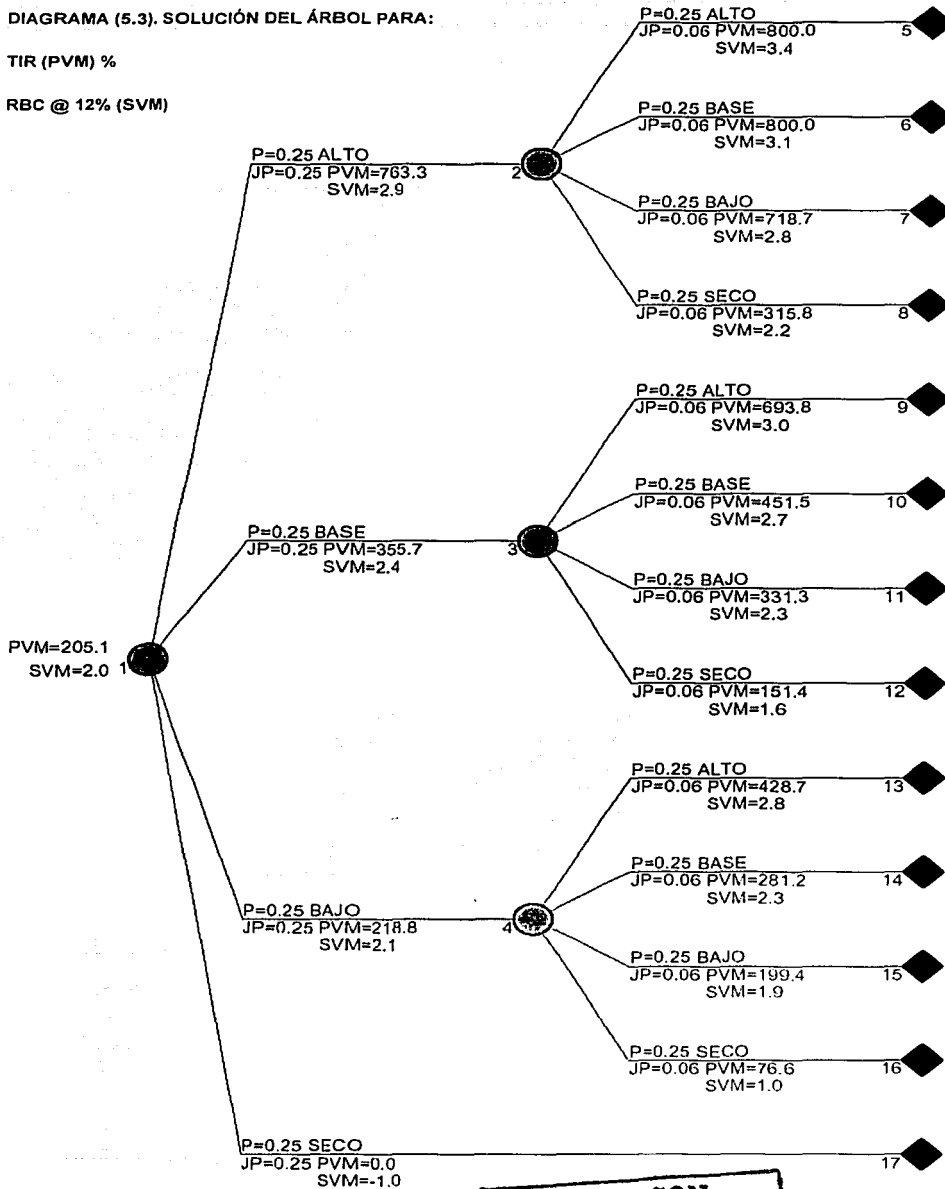
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

DIAGRAMA (5.3). SOLUCIÓN DEL ÁRBOL PARA:

TIR (PVM) %

RBC @ 12% (SVM)



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

FIGURA (5.5). GRAFICO DE PROBABILIDAD ACUMULADA PARA VPN @ 12%

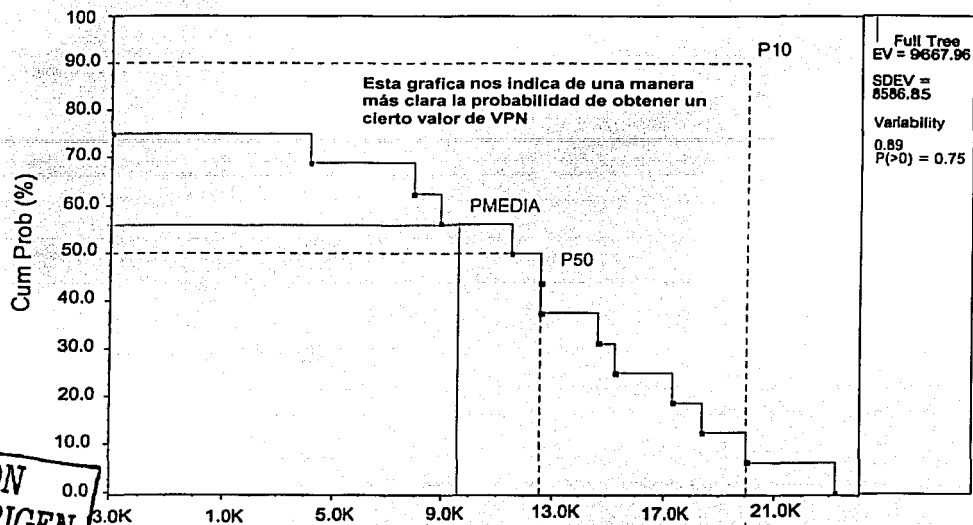


TABLA (5.6). REPORTE DETALLADO DE LA SOLUCIÓN DEL ÁRBOL

FECHA	VOLUMEN DE CONDENSADO MBLs	VOLUMEN DE GAS MMPCS	FLUJO DE EFECTIVO MMDLS
2004(12)	22.9	762	-1,692
2005(12)	28.6	952.5	3,834
2006(12)	22.9	762	2,984
2007(12)	18.3	609.6	2,392
2008(12)	14.6	487.7	1,921
2009(12)	11.7	390.1	1,534
2010(12)	9.4	312.1	1,229
2011(12)	7.5	249.7	962
2012(12)	6	199.7	753
2013(12)	4.8	159.8	548
2014(12)	3.6	120.5	392
2015(12)	2	66.9	212
2016(12)	0.7	22.1	66
Total	152.8	5,094.70	15,135

2. Evaluación con Monte Carlo

Con el modulo Visual Monte Carlo (VMC) se construye el modelo y se consolidan ambos casos. Este análisis, requiere el uso de las distribuciones de probabilidad de cada una de las variables críticas, para esto se debe tomar el modelo de variación a fin de modelarlas en forma correcta.

VMC es una herramienta nueva y su uso aun no es muy generalizado, su ventaja es que se puede combinar el análisis de árbol con MC.

a. Distribuciones escalares

Las distribuciones de probabilidad para las variables críticas se eligieron en base al nivel de incertidumbre que se tiene en cada una.

Tabla (5.7). Distribuciones de probabilidad de las variables críticas para la simulación en MC

VARIABLE	DISTRIBUCIÓN ESCALAR	CARACTERÍSTICAS	
		EXPLORATORIO	DESARROLLO
VOLUMEN DE GAS	LOGNORMAL	MEDIA = 1 DESV EST = 5 CUT OFF = 0.4	1 0.2 —
PRECIO DEL GAS	TRIANGULAR	MIN = 0 MEDIA = 1 MÁX. = 2	0 1 2
INVERSIONES	LOGNORMAL	MEDIA = 1 DESV EST = 1	1 0.2
COSTOS OPERATIVOS	NORMAL	MEDIA = 1 DESV EST = 5	1 0.2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

b. Diseño del modelo en Monte Carlo

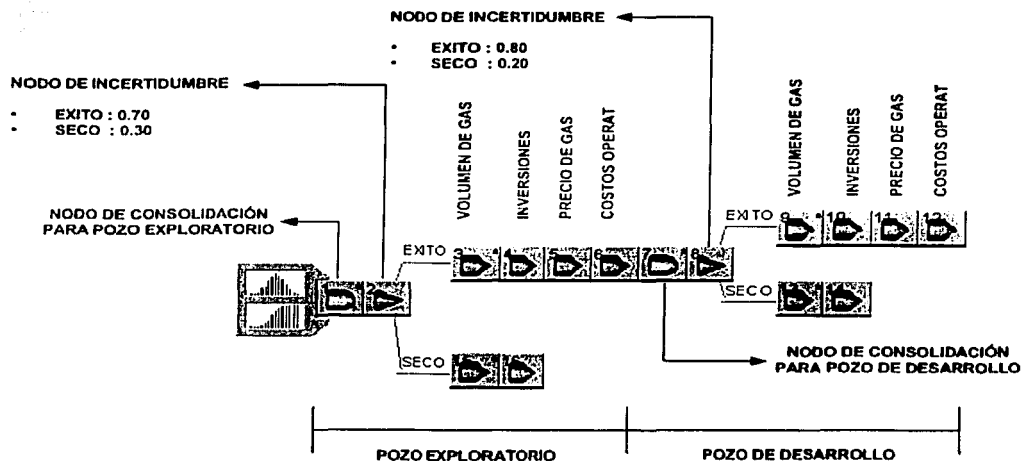


Diagrama (5.4). Diseño del modelo de simulación para Visual Monte Carlo

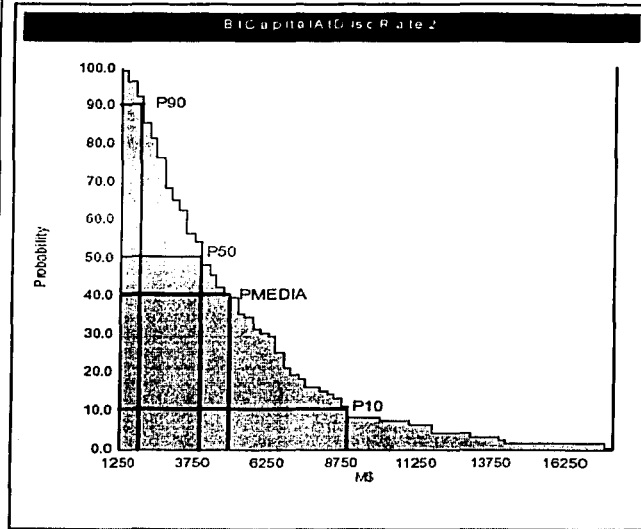
Para cada pozo se plantean los escenarios de "ÉXITO" y "SECO", en caso de que el pozo resulte exitoso se evalúan todas las combinaciones posibles para las variables críticas.

c. Resultados de la simulación

La simulación arroja las distribuciones de probabilidad de los indicadores medidos a fin de determinar el riesgo presente (probabilidad) de obtener un cierto valor de estos.

TABLA (5.8). DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD PARA VPN @ 12%

VPN MDLS @ 12%	
MEDIA	4989.906926
DESV ESTÁNDAR	3183.972699
VARIABILIDAD	0.638082583
MÍNIMO	1326.794298
MÁXIMO	17511.32863
P90	1978.485958
P50	4000.547882
P10	9031.589294

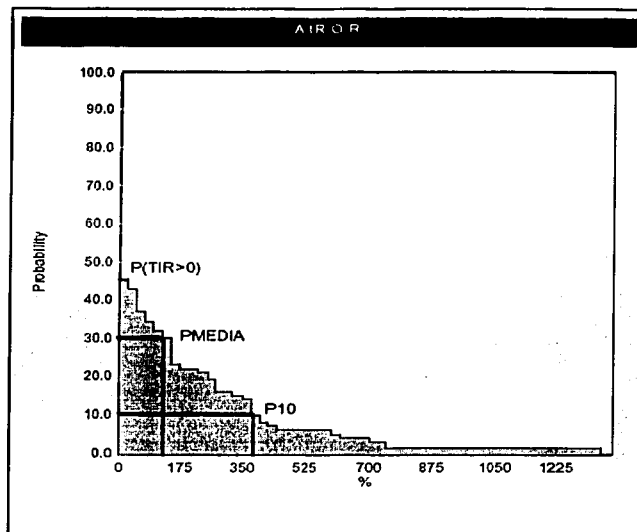


- La probabilidad de ocurrencia de la media es de 40%
- De acuerdo a la grafica el proyecto siempre arroja un VPN positivo, es decir, $P(\text{VPN} > 0) = 100\%$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA (5.9). DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD PARA TIR

TIR %	
MEDIA	124.827214
DESV ESTÁNDAR	221.4654215
VARIABILIDAD	1.774175793
MÍNIMO	0
MÁXIMO	1358.688049
P90	0
P50	0
P10	402.2230835
P(TIR>0)=45%	

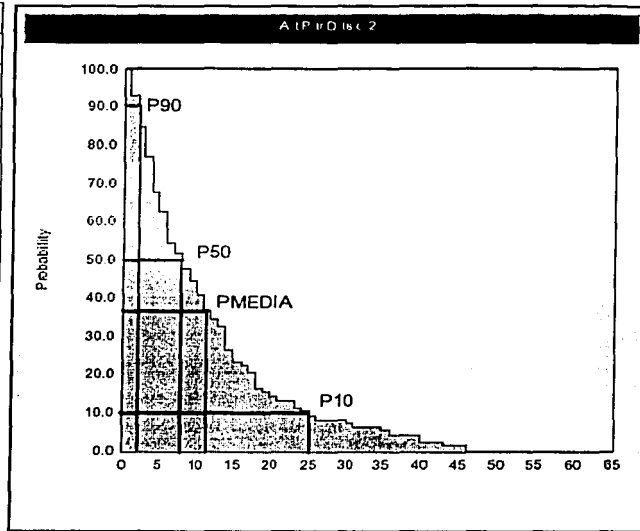


- La probabilidad de ocurrencia de la media es de 30%

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLA (5.10). DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD PARA RBC

RBC @ 12%	
MEDIA	11.65064242
DESV ESTÁNDAR	11.45120499
VARIABILIDAD	0.98288185
MÍNIMO	0.72635144
MÁXIMO	64.98626232
P90	2.11507028
P50	8.24554014
P10	26.44098191



- La probabilidad de ocurrencia de la media es de 37%

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIONES

- 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 certidumbre a los proyectos de desarrollo.
- El desarrollo de campos petroleros es un proceso que conjuga múltiples elementos por los que se debe integrar un equipo multidisciplinario que en conjunto cuenten con los conocimientos necesarios para la planeación, ejecución y control del plan de desarrollo.
- La información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera es de vital importancia para tomar la mejor decisión del desarrollo de un campo, por lo que es necesario diseñar un plan para la adquisición y control de dicha información.
- Dependiendo de la cantidad y calidad de la información con que se cuente, el método volumétrico para el cálculo de las reservas arroja resultados igualmente precisos, sin embargo su aplicación debe tener cierto cuidado al cuantificar la reserva, aun así este método es de aplicación general en la etapa inicial de desarrollo del campo.
- El método de declinación y el de balance de materia cuantifican el perfil de producción en la etapa inicial del desarrollo. En la práctica se debe aplicar todo el rigor técnico posible para la predicción de los perfiles de producción.
- El valor de la información es de gran importancia y deja claro la necesidad de invertir en la adquisición y control de los datos a fin de disminuir la incertidumbre en los parámetros más importantes, con esto se minimiza el riesgo en los proyectos de desarrollo de campos.
- Las técnicas de optimización del desarrollo conjugan muchos de los elementos o conceptos, su aplicación es especializada y se requiere de cierta experiencia para obtener los resultados esperados.

- Los criterios de rentabilidad deben de estar perfectamente aplicados e interpretados para asegurar su validez en la evaluación de los proyectos de inversión.
- La evaluación de proyectos de inversión en el área petrolera debe ser de acuerdo a una metodología que adecue e integre los elementos de evaluación al caso específico del que se trate, que asegure que todos los proyectos de una cartera de inversión serán evaluados en forma sistemática, para su posterior selección en base a los criterios económicos.
- La selección de proyectos con base en los criterios adecuados se debe de realizar siguiendo una metodología que asegure la correcta discriminación de los proyectos de una cartera de inversión.
- En todo proyecto petrolero se tiene cierto grado de incertidumbre debido a la falta de información, en primer lugar de las propiedades y características del yacimiento y en segundo lugar de las condiciones económicas y políticas durante la vida de nuestro proyecto, en este contexto se hace imprescindible aplicar criterios que minimicen la incertidumbre en los parámetros que afectan el valor económico de nuestro proyecto.

RECOMENDACIONES

- La evaluación de proyectos que implican riesgo es un proceso complejo y su desarrollo requiere de elementos que simplifiquen la tarea, para esto es necesario auxiliarse con programas de cómputo confiables que sean de uso común en la industria petrolera internacional, adecuándolo a las condiciones propias de la empresa.
- La utilización de software requiere conocimiento especializado para su óptimo aprovechamiento e interpretación de los resultados.

- La evaluación de proyectos de desarrollo de campos implican riesgo en la inversión, por lo que es necesario aplicar métodos que cuantifique este riesgo, el método de Árbol de Decisión y el de Monte Carlo son los más utilizados y los que arrojan mejores resultados.
- La aplicación del método de Monte Carlo requiere del conocimiento de la variación probabilística de las variables críticas, de aquí la necesidad de obtener la mayor cantidad de datos posibles a fin de conocer y modelar de una manera correcta las distribuciones de probabilidad de dichas variables.
- La selección y construcción de las distribuciones de probabilidad es un elemento muy importante en el método de Monte Carlo, por lo que es necesario tener los conocimientos suficientes en el manejo y comportamiento de dichas distribuciones.
- La ventaja al manejar distribuciones de probabilidad que representan los parámetros clave en la evaluación de proyectos, radica en la importancia de no basarse en un solo dato sino en toda una gama de posibles valores, para así tener todos los escenarios posibles y obtener todos los posibles resultados.
- El ejemplo mostrado en el capítulo 5 se evaluó sin tomar en cuenta los derechos e impuestos correspondientes, esto es permisible dado el régimen fiscal de PEMEX, sin embargo es de mucha importancia considerarlos ya que en la mayoría de los países estos representan entre el 70 y 80 % del costo total y podría ser que proyectos que parecen rentables sin aplicar impuestos pierdan toda su rentabilidad al aplicarlos.
- La aplicación de programas de computo especializados, en la evaluación de proyectos en materia petrolera reduce los esfuerzo y simplifica el proceso de evaluación, proporcionado control sobre los datos y obteniendo resultados que maximizan las variables más importantes al incorporar el análisis de riesgo.
- En este trabajo se aplico la evaluación a un proyecto de desarrollo de un yacimiento de gas, pero es importante mencionar que se puede generalizar a cualquier proyecto de desarrollo de cualquier tipo de yacimiento, inclusive a cualquier tipo de inversión en materia de incremento de la producción de hidrocarburos, se hace énfasis en la necesidad de incluir la evaluación económica y el análisis de riesgo en cualquier proyecto de inversión.
- El objetivo en todo proyecto de desarrollo de campos debe ser maximizar la producción, minimizar los costos y las inversiones para así obtener la mayor ganancia, esto solo se puede hacer si se tiene la información suficiente para tener menor incertidumbre y contar con los elementos técnicos para realizar predicción más acertadas sobre la variables que más afectan el valor de nuestro proyecto. El desarrollo de campos se debe de realizar con la menor incertidumbre posible.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REFERENCIAS

- (1). Porres Luna, Alma A.: Prospectiva de la investigación y el Desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025, capitulo 2, Exploración y producción. Publicaciones Instituto Mexicano del Petróleo, 2002.
- (2). Parke A. Dickey: Overview of Development Geology. Publicado en Field Development, 1986.
- (3). Sarmiento, Roberto: Delineation of the Reservoir by Seismic Methods. Publicado en Field Development. 1986.
- (4). Weber, K. J.: Delineation of the Reservoir by Identification of Environmental Types and Early Estimation of Reserves. Publicado en Field Development. 1986.
- (5). Garb, Forrest A.: Oil and Gas Reserves: Classification, Estimation and Evaluation. Artículo SPE 13946. JPT, Marzo 1985.
- (6). Corrie, R.D.: An Analytical Solution to Estimate the Optimum Number of Development Wells to Achieve Maximum Economical Return. Artículo SPE 71431, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, Octubre de 2001.
- (7). Guyaguler, Baris: Optimization of Well Placement. Stanford University, 2002.
- (8). Economides, M. J.: Petroleum Production Systems, Prentice Hall, 1994
- (9). Garaicochea, F. Transporte de hidrocarburos por ductos, Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- (10). Arnold, Ken: Surface Production Operation, Volume 1: Design of Oil Handling System and Facilities, Gulf Publishing Company, 1991.
- (11). Louis, A.: Well Data Acquisition Strategies. Artículo SPE 63284, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1-4 Octubre de 2000.

- (12). Yañez, Maclovio: "Incrementar la producción y las reservas mediante el rejuvenecimiento de campos maduros... reduce las inversiones". Revista Ingeniería Petrolera, AIPM. Febrero de 1999.
- (13). Rossi, D.J.: Discussion on Integrating Monitoring Data into Reservoir Management Process. Artículo SPE 65150, presentado en SPE European Petroleum Conference held in Paris, France, 24-25 Octubre de 2000.
- (14). Yan Pan, Improved Methods for Multivariate Optimization of Field Development Scheduling and Well Placement Design. Artículo SPE 49055, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 Septiembre de 1998.
- (15). Gerbacía, William E.: Multi-Criteria Decision Making Strategic Reservoir Planning Using the Analytic Hierarchy Process. Artículo SPE 71413, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, Octubre de 2001.
- (16). Solórzano, Napoleón L.: Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción, primera edición. México D.F, 1996.
- (17). Solórzano, Napoleón L.: Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración de activos petroleros, primera edición. México D.F, 1999.
- (18). Vélez, Ignacio: Evaluación de proyectos. Politécnico Grancolombiano. Bogotá Colombia, 2003.
- (19). PEP, Gerencia de Reservas: Manual para la evaluación económica de opciones de inversión, 2003.
- (20). MERAK: Introducción a "Decision Tree", 2003
- (21). Vélez, Ignacio: Decisiones bajo riesgo e incertidumbre. Primera edición. Politécnico Grancolombiano. Bogotá Colombia, Enero de 2003.
- (22). Galli, A.: Comparing three Methods for Evaluating Oil Projects: Option Pricing, Decision Trees, and Monte Carlo Simulations. Artículo SPE 52949, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, Texas, 20-23 Marzo 1999.
- (23). Savvakis, C.: Risk Analysis in Investment Appraisal. Publicada en "Investment Appraisal". Beech Tree Publishing. Marzo de 1994.
- (24). Alexander, J. A.: Risk Analysis: Lessons Learned. Artículo SPE 49030, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 Septiembre de 1998.
- (25). Garb, Forrest A.: Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon-Producing Properties. Artículo SPE 15921, JPT, Junio 1988.

-
- (26). Jonkman, R. M: Best Practice and Methods in Hydrocarbon Resource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation and Decision Making. Artículo SPE 65144, presentado en SPE European Petroleum Conference held in Paris, France, 24-25 Octubre de 2000.
- (27). Venkataraman, R.: Application of the Method of Experimental Design to Quantify Uncertainty in Production Profiles. Artículo SPE 59422, presentado en SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management held in Yokohama, Japan, 25-26 Abril 2000.
- (28). PEP, Gerencia de Reservas: Premisas 2004-2018 para la Evaluación económica de proyectos de inversión, 2003.
- (29). PEP, Hydrocarbon Reserves of México, volume I, 1999