

01167
9

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

T E S I S

**MEDICIÓN DEL RIESGO EN LA EVALUACIÓN
ECONÓMICO FINANCIERA DE PROYECTOS DE
INVERSIÓN EN PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

**MAESTRO EN INGENIERÍA
(PLANEACIÓN)**

P R E S E N T A:

JORGE TÉLLEZ SERRANO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. SERGIO FUENTES MAYA



MEXICO, D.F.

AGOSTO DEL 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

DEDICATORIA

A Elsa mi esposa, a Jorge y Natalia, mis hijos.
Como una muestra del profundo amor que compartimos.

AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Mexicano del Petróleo.

Por las oportunidades brindadas para mi crecimiento profesional.

A mis profesores de la Maestría en Planeación.

Por sus enseñanzas y las gratas experiencias vividas, en especial al Dr. Sergio Fuentes Maya por su valioso apoyo y paciencia para realizar este trabajo.

A mis compañeros y amigos.

Por la oportunidad de convivir y compartir, juntos y en armonía, trabajo y estudio, brindando siempre el apoyo necesario para continuar adelante en constante superación.

EN MEMORIA

De Natalia y Domingo
Mis padres.
q.e.p.d.
Siempre en mi recuerdo.

CONTENIDO

	CAPÍTULO	PÁGINA
	INTRODUCCIÓN	1
1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA DE PROYECTOS .	9
2.	LA EVALUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA EN LA INDUSTRIA PETROLERA Y SU MARCO NORMATIVO.	15
3.	METODOLOGÍA PROPUESTA.	21
4.	APLICACIÓN A UN PROYECTO DE INVERSIÓN.	35
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
	BIBLIOGRAFÍA	47
	ANEXOS	48
	ÍNDICE	

INTRODUCCIÓN

El Petróleo en México. La historia de México como productor de hidrocarburos, se inicia a principios del año de 1901 en el municipio de *Ébano*, *San Luis Potosí*, con la perforación del primer pozo a 166 metros de profundidad, el cual aportaba una producción de 50 barriles al día. A raíz de la expropiación petrolera en 1938, se inició la actividad en nuevas áreas, incorporándose importantes campos a la producción, tales como los de *Frontera Noreste*, *Poza Rica*, *la Cuenca del Papaloapan* y los de la *Zona Sur*, alcanzándose una producción de 200,000 barriles diarios en 1950 y de 490,000 barriles diarios en 1970.

En los años setenta, gracias a los resultados de la actividad exploratoria y al uso de nuevas tecnologías, se descubrieron grandes yacimientos en el *sureste* del país, así como *Cantarell* en el *Golfo de Campeche*, se incorporó además *Chicontepec* en la *Región Norte*. La explotación de estos yacimientos dio a México gran capacidad de producción de crudo, de tal manera que los ritmos de extracción nacional, pasaron de los 490,000 barriles por día en 1970, a 2'746,000 barriles por día en 1982.

El desarrollo integral de los yacimientos descubiertos y una política agresiva en materia de racionalización y administración de recursos, así como la realización de importantes proyectos para la optimización de las instalaciones, ha permitido mantener la plataforma de producción por arriba de los 2'500,000 barriles diarios de petróleo crudo, garantizando plenamente el consumo interno y manteniendo remanentes importantes para la exportación, generando las divisas que el país requiere para su desarrollo.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Nació por iniciativa del Lic. Jesús Reyes Heróles quien fue Director General de **Petróleos Mexicanos (PEMEX)**, el cual reconoció que la planeación y el desarrollo de la Industria Petrolera deberían ser congruentes con las necesidades de una economía mixta; el Lic. Reyes Heróles planteó al presidente de la república, el Lic. Gustavo Díaz Ordaz, la urgencia de fomentar la investigación petrolera y formar recursos humanos que impulsaran el desarrollo de tecnología propia.

El **Instituto Mexicano del Petróleo** - organismo público descentralizado del Gobierno Federal, sectorizado en la Secretaría de Energía - se creó el 23 de agosto de 1965 como consecuencia de la transformación industrial del país y de la necesidad de incrementar la tecnología relacionada con el desarrollo de las industrias petrolera, petroquímica básica, petroquímica derivada y química. El presidente Díaz Ordaz aprobó EL DECRETO que se publicaría en el Diario Oficial de la Federación, en el cual se establecían como objetivos fundamentales.

- ❖ Crear programas de investigación científica básica y aplicada.
- ❖ Formar investigadores.
- ❖ Desarrollar tecnologías aplicables a la industria petrolera
- ❖ Capacitar personal en todos los niveles

El Instituto inició sus actividades con trescientos empleados y cuatro edificios, para labores de investigación y administrativas. Definidos los programas y avanzada la construcción de las instalaciones, se nombró al Ing. Javier Barros Sierra como su primer Director General, quien tomó posesión de su cargo el 31 de enero de 1966, fecha en la que se instaló también el Consejo Directivo, presidido por el Lic. Jesús Reyes Heróles.

Al tomar posesión el Ing. Barros Sierra, definió como aspectos o ramas de la actividad de este centro la investigación en geología, geofísica, ingeniería petrolera, transporte y distribución de hidrocarburos, **economía petrolera**; química, la refinación y la petroquímica; diseño de equipo mecánico, electrónico, maquinaria, y la electrónica; todas aplicadas a la industria petrolera.

Ya bajo la dirección del Ing. Antonio Dovalí Jaime, en el **IMP** se elaboró un plan a largo plazo de la industria petrolera y petroquímica básica, con lo cual se extendieron los primeros frutos de la investigación petrolera. Con Bruno Mascanzoni como Director General se propició el desarrollo científico y tecnológico en diversas áreas de la industria petrolera. El **IMP** comenzó el registro de sus primeras patentes, alcanzó la comercialización de sus primeros resultados e inició proyectos mancomunados con empresas extranjeras.

En 1977, se acordó que las entidades de la administración pública paraestatal se agruparan por sectores, con el fin de que sus relaciones con el ejecutivo federal se realizaran mediante una secretaría de Estado o departamento administrativo. El **IMP** quedó agrupado en el sector industrial mediante la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, hoy Secretaría de Energía.

El Ing. Agustín Straffon Arteaga dirigió a la institución, en lo que se considera el mejor momento de la industria petrolera mexicana. En esa época se descubrieron los yacimientos de la Sonda de Campeche. Entonces se inyectaron recursos para una mayor y mejor investigación, principalmente en petroquímica y refinación, pues se veían como dos áreas estratégicas para la exportación de crudo procesado.

Fue durante el periodo del Ing. Fernando Manzanilla Sevilla cuando se transformó la Ley Orgánica de PEMEX y se optó por separar las tareas industriales y comerciales de la paraestatal. Con ello surgieron las empresas PEMEX Exploración y Producción; PEMEX Refinación; PEMEX Gas y Petroquímica Básica; PEMEX Petroquímica, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

En los últimos años el Instituto se ha visto inmerso en una serie de cambios estructurales. El 7 de febrero de 2000, el H. Consejo Directivo autorizó una importante modificación a la organización del Instituto. El rediseño estructural, responde a un análisis de los prevalecientes entornos nacional e internacional, donde las fuerzas impulsoras son la globalización de la economía, la cada vez mayor importancia de la tecnología como elemento diferencial de la competitividad, la reestructuración de PEMEX y sobre todo el aprendizaje resultante de las experiencias acumuladas en la institución.

A más de 35 años de creado, el **IMP** mantiene el liderazgo en materia de investigación petrolera y de formación de recursos humanos para la industria.

El cliente, Petróleos Mexicanos. Los principales clientes del Instituto son: PEMEX Corporativo, Exploración y Producción, Refinación, Petroquímica, Gas y Petroquímica Básica, Empresas del Sector Petrolero, nacionales e internacionales, y Terceros. De las subsidiarias que conforman el "holding" petrolero nacional, PEMEX Exploración y Producción (PEP) es la de mayor actividad y la más rentable, ya que agrupa actividades que tienen como propósito primordial, la generación de recursos económicos derivados de la explotación de los hidrocarburos.

Además, PEMEX Exploración y Producción es la subsidiaria que de acuerdo con el monto de sus transacciones comerciales aporta al Fisco, vía impuestos, la mayor parte de la tributación que Petróleos Mexicanos realiza.

El Petróleo en el ámbito nacional y mundial. Para tener una idea de la importancia del sector energía y de la industria petrolera en el ámbito económico nacional, veamos los siguientes cuadros. El primero nos muestra la participación del sector energía en la economía.

PIB Nacional y del Sector Energía.

Año	PIB Nacional (1)	PIB Sector Energía (2)	Participación % (2 / 1)
1988	382,447.7	15,339.2	4.0
1989	503,295.0	18,112.7	3.6
1990	676,067.0	26,986.7	4.0
1991	868,219.2	30,477.2	3.5
1992	1,029,004.6	37,413.7	3.6
1993	1,155,132.2	34,492.8	3.0
1994	1,306,301.6	35,712.9	2.7
1995	1,678,834.8	52,544.7	3.1
1996	2,296,674.6	69,319.0	3.0
1997	2,873,273.0	76,157.0	2.7
1998	3,516,344.8	93,115.2	2.6
1999 p_/_	4,220,046.4	112,056.0	2.7
2000 e_/_	5,064,606.5	132,515.0	2.6

(Millones de pesos corrientes) 1_/_

1 / A precios básicos

p_/_ Preliminar

e_/_ Cifras estimadas

Nota: El Sector Energía considera las actividades de Extracción de petróleo crudo y gas natural; Petróleo y derivados; Petroquímica básica; Comercio transporte* telecomunicaciones y otros servicios de la industria petrolera; Electricidad y gas seco*

FUENTE Secretaría de Energía con datos del INEGI.- Sistema de Cuentas Nacionales de México (información actualizada para el período 1988-1998 y preliminar para 1999) y estimaciones propias para el Sector Energía 1998-2000*

Los hidrocarburos son recursos no renovables y su explotación presenta un horizonte limitado en el tiempo; a PEP le corresponde la búsqueda de nuevas reservas, así como el estudio, selección y evaluación de los sistemas de producción que aporten el máximo beneficio económico. En el cuadro siguiente, se presenta el nivel de reservas, y el horizonte estimado de explotación según los programas de producción.

Reservas de Hidrocarburos.

Año	Reservas Nacionales Probadas 1_/ (millones de Barriles)	Relación Reservas/ Producción.
1980	45,803	58
1981	60,126	59
1982	72,008	60
1983	72,008	52
1984	72,500	54
1985	71,750	54
1986	70,900	54
1987	70,000	55
1988	69,000	52
1989	67,600	54
1990	66,450	53
1991	65,500	52
1992	65,000	50
1993	65,050	50
1994	64,516	49
1995	63,220	48
1996	62,058	48
1997	60,900	43
1998	60,160	40
1999	57,741	38
2000 p_/	58,204	41

_/ Información a principios de cada año. Incluye gas natural condensados y crudo.

p_/ Cifras preliminares

FUENTE: Secretaría de Energía, con datos proporcionados por PEMEX para Informe de Gobierno

Los niveles de producción de hidrocarburos, dependen del estado de precios del producto en el mercado, y obedecen además a decisiones de carácter gubernamental, las cuales son afectadas por múltiples factores de origen externo. La capacidad de producción de la industria petrolera nacional, respecto de la industria petrolera mundial se muestra en la tabla siguiente.

Producción Mundial y Nacional de Petróleo Crudo

Año	C r u d o		Participación % (2/1)
	Mundial (1)	Nacional (2)	
1980	59,718.6	1,935.7	3.2
1981	56,013.7	2,312.1	4.1
1982	53,024.7	2,746.4	5.2
1983	53,054.8	2,665.5	5.0
1984	54,144.8	2,684.5	5.0
1985	53,397.3	2,630.5	4.9
1986	55,912.3	2,427.7	4.3
1987	55,797.3	2,540.6	4.6
1988	57,759.6	2,506.6	4.3
1989	59,353.4	2,513.3	4.2
1990	60,446.6	2,548.0	4.2
1991	59,920.5	2,675.8	4.5
1992	60,039.1	2,667.7	4.4
1993	59,827.1	2,673.4	4.5
1994	60,480.0	2,685.1	4.4
1995	61,494.0	2,617.2	4.3
1996	63,486.1	2,858.3	4.5
1997	65,467.9	3,022.2	4.6
1998	66,149.0	3,069.9	4.6
1999	64,564.1	2,999.5	4.6
2000 p_/	N D	3,169.4	n d

p_ / Cifras preliminares
n d / No disponible

FUENTE: Secretaría de Energía, con datos proporcionados por PEMEX para Informe de Gobierno

A **PEMEX Exploración y Producción** le corresponde la tarea de realizar estudios, proponer programas de exploración y explotación, analizar y probar métodos y sistemas de producción de hidrocarburos que resulten más convenientes y económicos, esta actividad comprende todas las instalaciones del sistema petrolero nacional.

Los sistemas artificiales de explotación deben ser cuidadosamente diseñados a fin de obtener las cuotas de producción fijadas por las condiciones variables del yacimiento a través del tiempo de explotación. Así mismo, las instalaciones de producción deben planearse de acuerdo con las políticas de explotación para un yacimiento en particular y diseñadas de tal manera que puedan ser modificadas al menor costo posible.

Todo lo anterior implica análisis de información, evaluación de la misma y toma de decisiones, con un alto grado de incertidumbre dadas las características y condiciones de la información manejada. De este modo la administración de uno de los recursos energéticos más importantes del país, enfrenta un agudo problema, que requiere para su tratamiento de numerosas ayudas herramientas que permitan la orientación adecuada de la toma de decisiones.

En general, en el contexto de la Industria Petrolera, dada la enorme diversidad de factores que en ella intervienen y a la multitud de intereses extranacionales que giran alrededor de la misma, la toma de decisiones presenta un alto grado de incertidumbre. Debido a ello, nos asaltan dudas respecto a qué decisión tomar o qué actitud asumir ante una situación dada, emergente o no, tal como ¿Cuánto producir?, ó ¿Qué proyecto de inversión aceptar?

La toma de decisiones es todo un proceso que requiere de numerosas ayudas, disciplinas y herramientas convenientemente ensambladas para aportar la información más conveniente. En la búsqueda de estas herramientas para la toma de decisiones, encontramos una cantidad de instrumentos de variadas características, pero, ¿Cuál de todos satisface nuestras expectativas y nos ayuda a conducir nuestra decisión de la manera más segura? En ese momento pensamos que:

“Según sea el problema a resolver, será el instrumento a emplear”

Esto nos lleva a especificar, describir y desmenuzar de manera intensa y profunda los problemas, exponiendo los componentes a un examen crítico y procurando no dejar cabos sueltos, haciendo acopio de la mayor cantidad de información, poniendo especial énfasis en la calidad de ésta, indagando las interrelaciones entre los componentes, y considerando todos los factores posibles.

A instancias de **PEMEX Exploración y Producción**, y para contar con un instrumento de evaluación económica financiera que considerara el riesgo inherente a todo proyecto de inversión, se realizó con anterioridad un estudio en el que la parte central de la solución se apoyaba en el Método de Montecarlo (ver página 21). El presente estudio aborda otra parte del problema, tratando de aportar mediante una metodología simple, elementos que de manera confiable permitan construir la toma de decisiones, empleando para ello información existente en bases de datos.

El OBJETIVO de este trabajo es: "PROPORCIONAR UNA METODOLOGÍA QUE CONSIDERE EL RIESGO EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICO - FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA". Y se desarrolla como sigue:

En el Capítulo 1 se presentan conceptos generales de la evaluación económica financiera de proyectos, tales como son el flujo de efectivo y el valor del dinero en el tiempo, así también se tratan los criterios que con más frecuencia son empleados para la aceptación o rechazo de las propuestas de proyectos.

El Capítulo 2 considera el estado del arte, es decir, aquí se comenta acerca de los métodos empleados en la evaluación económica de proyectos en **PEMEX** y la manera de manejar el riesgo inherente en los mismos, igualmente, se describen las condiciones que impone el marco normativo a que está sujeta la evaluación económica financiera de proyectos de inversión en **PEP**. En esta parte se puede empezar a observar la problemática existente por los resultados que se obtengan, toda vez que al considerar valores constantes durante el horizonte, al cambiar las condiciones del mercado, es posible que cambien las probabilidades de éxito del proyecto propuesto.

En el Capítulo 3, se comenta de manera general diversos métodos o formas de manejar el riesgo en proyectos de inversión, en esta parte se observa las limitaciones de los mismos, y se hace notar la ventaja que se pretende obtener con la metodología propuesta mediante la combinación de las diversas herramientas, así mismo se describe el método empleado para llegar al resultado central, objetivo de este trabajo, como es el parámetro del nivel de riesgo en un proyecto de inversión. El desarrollo se presenta paso a paso a partir del marco normativo, y de las variables económicas del proyecto, pasando al análisis y obtención de las variables de riesgo, así como del empleo de herramientas de predicción para llegar a obtener valores esperados de variables y continuando hasta los indicadores económicos probables y al valor del nivel de riesgo.

En el Capítulo 4 se comenta acerca de los proyectos que interesan y competen a **PEP**, así como también se mencionan los diferentes métodos de explotación empleados en la industria petrolera, se propone la aplicación del método a la evaluación económica de un proyecto de inversión efectuado recientemente, la información utilizada es actual y es de la que se dispuso para dicha evaluación

El Capítulo 5 se ha dedicado a las conclusiones de este trabajo, también se hacen algunas recomendaciones para la aplicación del método propuesto, además se expresa la necesidad y conveniencia de utilizar y complementar los procesos de evaluación con otras herramientas. Se hace notar que aún hay mucho camino por recorrer y todavía más, numerosas alternativas que sondear

Finalmente aparecen los anexos, en los cuales se presenta material de consulta y apoyo para aplicar la metodología propuesta para la evaluación de otros proyectos.

CAPITULO 1

EVALUACIÓN

ECONÓMICA – FINANCIERA

DE PROYECTOS

La evaluación económica - financiera de proyectos, tiene su fundamento en el análisis de los flujos de efectivo y en la consideración del valor del dinero en el tiempo, la misma emplea indicadores que adecuadamente interpretados muestran la conveniencia de invertir o no un capital en un proyecto. Con objeto de tener un conocimiento básico de los conceptos que en la el desarrollo del presente trabajo manejamos, se presentan los siguientes temas.

1.1. Interés. El término interés se utiliza para designar una renta que las instituciones financieras cobran por el uso del dinero. Cobrar una renta por el uso del dinero es una práctica que tiene su origen desde los inicios de la humanidad. La ética y la economía de los intereses han sido objeto de discusión por parte de filósofos, teólogos, hombres de estado y economistas en todas las épocas.

El interés es una cantidad de dinero recibida como resultado de la inversión de fondos, hayan sido ellos dados en préstamo o utilizados en adquisición de materiales, mano de obra o instalaciones. El interés recibido es, en estos casos, una ganancia o utilidad. Desde otro punto de vista, el interés es una cantidad de dinero que se ha pagado como consecuencia de haber obtenido fondos en préstamo.

1.2. Tasa de interés. O tasa de crecimiento de capital; es la tasa de las ganancias recibidas por hacer una inversión. Esta tasa de ganancias se define generalmente sobre la base de un año y representa el porcentaje de ganancias obtenido por el dinero comprometido en la inversión que se esté considerando.

Es útil pensar en términos de tipos de interés utilizados para determinar el retorno esperado de una alternativa de inversión. Es necesario un conocimiento claro de los diferentes métodos existentes para calcular los intereses, con el fin de determinar de manera precisa el efecto real del tiempo sobre el valor de la moneda al comparar alternativas de inversión

La tasa de renta que se paga por una suma de dinero, se expresa generalmente como el porcentaje de la suma que debe pagarse por su uso durante un período de tiempo igual a un año. La tasa de interés puede especificarse también por periodos diferentes a un año

1.3. Interés simple. Los intereses que van a pagarse en el momento de devolver el préstamo son proporcionales a la longitud del período durante el cual se ha tenido en préstamo la suma principal. Los intereses que se devengarán, pueden encontrarse de la manera siguiente.

Supongamos que sea P el Principal, n el período de interés, e i la tasa de interés, entonces:

$$I = P n i \quad (1.1)$$

Interés compuesto. Cuando se hace un préstamo por un lapso que es igual a varios períodos de interés, los intereses se calculan al final de cada período. Si el prestatario no paga el interés causado al final de cada período y si se le cargan los intereses sobre la cantidad total que debe (principal más intereses), se dice que el interés es compuesto. Es decir, los intereses que se debían en el año inmediatamente anterior se vuelven parte de la cantidad total que se debe ese año.

$$I = P (1 + i)^n - P \quad (1.2)$$

1.4. Flujo de efectivo. Las oportunidades de inversión se describen generalmente con los ingresos y los desembolsos de caja que se anticipa se tendrán en realidad en caso de que la inversión se realice. La representación de las cantidades y el momento en el cual se presentan los ingresos y los desembolsos se conoce con el nombre de *flujo de caja ó flujo de efectivo*.

Cuando una oportunidad de inversión tiene a la vez ingresos y desembolsos que se presentan simultáneamente, se calcula casi siempre un flujo neto de caja. El flujo neto de caja es la suma aritmética de los ingresos (+) y de los desembolsos (-) que se presentan en un mismo punto sobre la escala de tiempo. El empleo de los flujos netos de caja en los procesos decisorios, implica que los pesos recibidos o desembolsados tienen el mismo efecto sobre una decisión de inversión que el efecto que tendrían los ingresos y los desembolsos totales separadamente.

1.5. El valor del dinero en el tiempo. El dinero puede generar utilidades a una cierta tasa de interés si se invierte durante un período determinado, un peso recibido en alguna fecha futura, no tiene tanto valor como uno que se tenga hoy en la mano. Es esta relación entre interés y tiempo la que conduce y desarrolla el concepto del efecto del tiempo en el valor de la moneda, ó el valor del dinero en el tiempo. Debido a que el dinero tiene un poder para generar ganancias, esta oportunidad producirá un retorno, de manera que un peso, más sus intereses, al cabo de un tiempo dado será mayor que el peso recibido inicialmente. Se concluye fácilmente que, cantidades iguales de dinero, pero en tiempos diferentes tienen diferente valor, siempre y cuando la tasa de interés que se pueda devengar esté por encima de cero. La ganancia económica producida por el uso del dinero es lo que le da su valor en el tiempo. Ya que los proyectos de ingeniería requieren inversiones monetarias, es importante que el valor en el tiempo de la cantidad empleada, se refleje apropiadamente en la evaluación de los proyectos.

1.6. Valor presente neto. Este criterio de evaluación consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Para comprender mejor la definición anterior a continuación se muestra la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión.

$$VPN = -x_0 + \sum_{j=1}^n \frac{x_j}{(1+i)^j} \quad (1.3)$$

Donde:

VPN : es el valor presente neto

x_0 : es la inversión inicial.

x_j : es el flujo de efectivo neto del período j

n : es el número de períodos de vida del proyecto

i : es la tasa de interés considerada

En la mayoría de los casos, el valor presente para diferentes valores de la tasa de interés "i", se comporta como aparece en la siguiente figura (1.1).

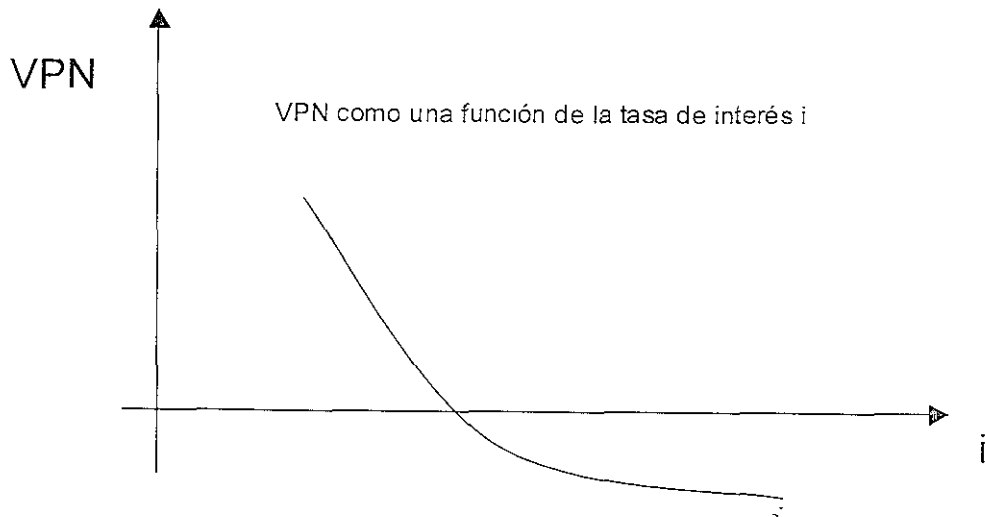


Figura 1.1

Criterios de Selección:

- 1.) si el $VPN > 0$, se acepta el proyecto
- 2.) si el $VPN = 0$, no se acepta ni se rechaza
- 3.) si el $VPN < 0$, se rechaza el proyecto

1.7. Costo anual equivalente. Consiste en convertir todos los ingresos y egresos que ocurren durante un período a una anualidad equivalente (uniforme).

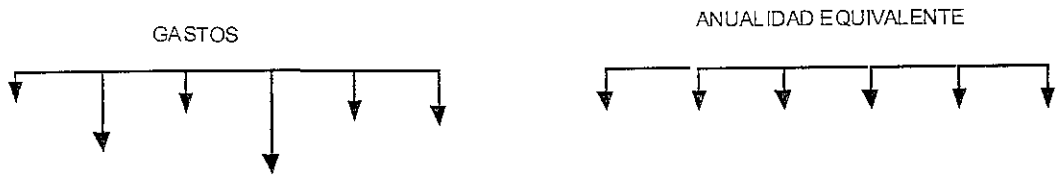


Figura 1.2

$$CAE = \frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} C_t \quad (1.4)$$

Donde:

- C_t : es el costo total
- i : es la tasa de interés
- t : es el número de períodos
- CAE : es el costo anual equivalente

1.8. Tasa interna de rendimiento. La tasa interna de rendimiento es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Está definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente neto de una serie de ingresos y egresos. Es decir, la tasa interna de rendimiento de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés "i*" que satisface la siguiente ecuación:

$$0 = -x_0 + \sum_{j=1}^n \frac{x_j}{(1+i^*)^j} \quad (1.5)$$

Donde:

- x_0 : es la inversión inicial
- x_j : es el flujo de efectivo neto del período j
- i^* : es la tasa interna de rendimiento
- n : es el número de períodos de vida del proyecto

La tasa interna de rendimiento también se puede definir como el índice que representa la tasa de interés que debe generar el monto no recuperado de un proyecto en cada período, para que al final de la vida de la inversión, el saldo no recuperado sea nulo; o sea, representa la rentabilidad de un proyecto.

1.9. Relación Ingreso-Egreso. Con esta relación se puede conocer la efectividad con que aumentan los ingresos de una compañía, negocio, etc. La fórmula para esta relación es la siguiente:

$$\text{Relación Ingreso / Egreso} = \frac{VPN_{\text{Ingresos}}}{VPN_{\text{Egresos}}} \quad (1.6)$$

En el caso de que el valor de la relación sea igual a 1, implicaría la ausencia de utilidad neta para la empresa (ganancia), por lo que es deseable que el valor de la relación sea superior a uno.

1.10. Relación Beneficio-Costo. Este índice establece la razón entre los beneficios obtenidos, por cada peso invertido en un proyecto. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Relación Beneficio/ Costo} = \frac{\text{VPN}_{\text{Ingresos-Egresos}}}{\text{InversionInicial}} \text{ (1.7)}$$

1.11. Análisis de sensibilidad. Generalmente, existe un elemento de incertidumbre asociado a los proyectos de inversión; es precisamente esta falta de certeza sobre el futuro lo que hace a la toma de decisiones económicas una de las tareas más difíciles de realizar. Además de esto, los tomadores de decisiones no se conforman con los resultados simples de un análisis; en realidad les interesa un rango completo de los posibles resultados que pueden ocurrir como una consecuencia de las variaciones en las estimaciones iniciales de los parámetros del proyecto. Por lo tanto, un estudio económico completo incluye la sensibilidad de los criterios económicos.

1.12. Sensibilidad de una propuesta. La sensibilidad de una propuesta debe hacerse con respecto al parámetro más incierto. Es posible, por ejemplo, que en la evaluación de una propuesta exista incertidumbre con respecto al precio unitario de venta de los productos que se pretende comercializar. En este caso, conviene determinar qué tan sensible es la **TIR** o el **VPN** a cambios en las estimaciones del precio unitario de venta; además, se recomienda determinar el precio unitario de venta a partir del cual la propuesta sería económicamente atractiva.

El análisis de sensibilidad también puede ser utilizado para determinar la vulnerabilidad de un proyecto, en función de los cambios en el nivel de demanda. Por ejemplo, en la evaluación de un pozo petrolero es posible obtener los distintos rendimientos que se lograrían con diferentes precios del barril de aceite, incluso considerando varias alternativas de producción. Por lo tanto, el análisis de sensibilidad de un proyecto debe realizarse con respecto al parámetro más incierto; es decir, el precio unitario de venta, la producción, los costos, la duración del proyecto, el nivel de demanda, etc; y así determinar la sensibilidad de los indicadores **TIR** o el **VPN**.

CAPITULO 2

LA EVALUACIÓN ECONÓMICO FINANCIERA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Y SU MARCO NORMATIVO

2.1. Estado actual de la evaluación económica - financiera en PEP. La evaluación económica-financiera de proyectos de inversión en PEP, se realiza actualmente en forma "determinista", ajustándose al marco normativo previamente establecido. Los parámetros empleados en la evaluación se mantienen constantes durante el horizonte del proyecto, y son prefijados conforme a la normatividad. Los indicadores económicos obtenidos para fines de toma de decisiones son el Valor Presente Neto (VPN), La Tasa interna de Retorno (TIR), La relación Beneficio-Costo (B/C), y el Período de Recuperación de la Inversión, entre otros. La combinación de estos índices proporciona elementos de juicio a la toma de decisiones.

2.2. Manejo del Riesgo. Como en la evaluación económica – financiera, se deben analizar con profundidad las diversas variables que intervienen, a fin de detectar aquellas que arrojen un alto grado de incertidumbre; por lo que se emplean diversas técnicas para manejarla, entre estas técnicas se encuentran:

- ◆ El Análisis de Sensibilidad.
- ◆ El Método de Simulación de Montecarlo.
- ◆ La Función de Distribución de Probabilidad del Riesgo.

Bajo estas premisas se desarrolla la evaluación económica - financiera, con los supuestos considerados en la etapa inicial. La eventualidad de cambios para las condiciones propuestas es considerada principalmente a través del análisis de sensibilidad, sin embargo, no se obtienen indicadores que midan específicamente el riesgo en cada proyecto.

En el Instituto Mexicano del Petróleo se han desarrollado intentos para aportar herramientas que permitan la evaluación del riesgo. Uno de estos intentos, consistió en el desarrollo de un Software que empleaba el Método de Montecarlo para simular mediante iteraciones, distribuciones de probabilidad para diferentes condiciones de los parámetros de entrada.

Se proponía en este instrumento, el empleo de distribuciones de probabilidad para algunos de los parámetros de entrada, a estos se les daba un carácter aleatorio, aunque también existía la posibilidad de considerarlos como valores fijos y conocidos

Este instrumento adolecía del defecto de “suponer”, tanto la función de distribución de probabilidad de cada variable, como el valor probable o esperado para las variables de riesgo.

2.3. Marco Normativo. PEMEX tiene la responsabilidad de maximizar el beneficio económico obtenido de los hidrocarburos, y a este fin deberá enfocar sus esfuerzos y habrá de dedicar los recursos que permitan su logro. Los cambios administrativos operados en **Petróleos Mexicanos**, la desincorporación en activos, la contratación de servicios “llave en mano”, la entrada en vigor del TLC, y las limitaciones impuestas por la propia legislación, a través de la Ley de Obras Públicas y Servicios, han conducido a replantear las reglas, condiciones, formas de manejo y comportamiento, tanto al interior de la empresa, como con los prestadores de servicio.

La experiencia con **PEP** en la evaluación económica - financiera de proyectos de inversión, nos lleva a considerar dentro del Marco Normativo en los ejercicios de evaluación. Figura 1:

- ❖ Las Leyes de Ingresos y Egresos de la Federación, que se publican anualmente en el Diario Oficial de la Federación.
- ❖ La Ley de Obras Públicas y Servicios, y su Reglamento.
- ❖ Las **PREMISAS DE EVALUACIÓN**, documento editado por **PEP** a través de la Subdirección de Planeación y que es empleado de manera obligatoria por los especialistas del ramo en la evaluación de los proyectos de inversión.

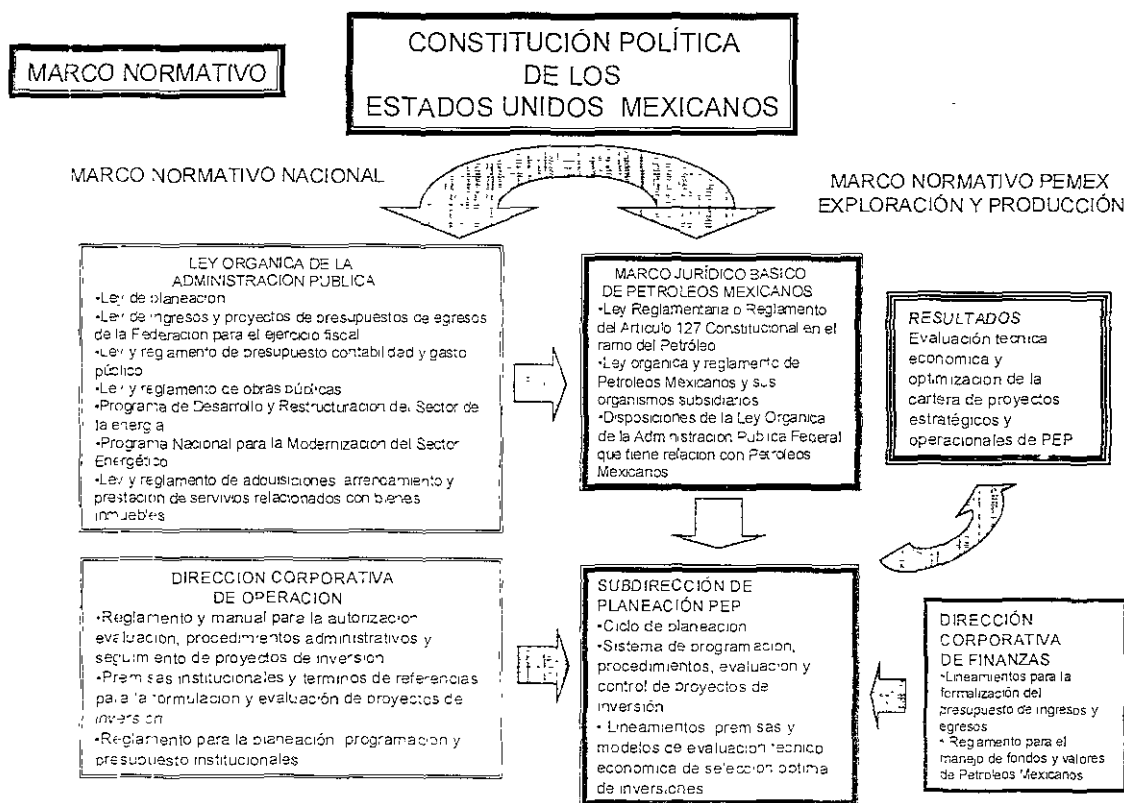


Figura 2.1

En las **PREMISAS DE EVALUACIÓN**, se establecen las condiciones (que comentamos a continuación) que deberán ser tomadas en cuenta para las diferentes variables que intervienen en el proceso en cada uno de sus apartados, como son Horizontes, Precios, Costos, Contenidos en Dólares, Tasa de Descuento, Inflación, Régimen Fiscal. (Anexo A).

2.4. Horizonte. El horizonte se define como el intervalo de tiempo convenido para la evaluación y seguimiento de los proyectos de inversión, distinguiéndose dos casos los empleados en los proyectos de exploración y los considerados para los proyectos de producción.

En el primer caso se considera una etapa de inversión de 5 años, dentro de la cual se sustentan y planean las actividades de estudio y perforación exploratorias. Este período de 5 años es estimado de acuerdo a la experiencia obtenida por los especialistas de **PEMEX**. El horizonte de evaluación económica empieza con el inicio de las inversiones y finaliza en el instante en que se consideran agotados los yacimientos, de acuerdo con las estimaciones de dimensionamiento y ritmo de explotación de los mismos.

Para los proyectos de producción, el inicio del horizonte de análisis económico se considera en el punto en el que finalizó la etapa de inversión en los proyectos de exploración, y en ese momento se estima, inician las inversiones propiamente para la explotación de los yacimientos. El punto final del horizonte de análisis económico es el mismo que el considerado para los proyectos de exploración.

2.5. Precios. Los precios de los hidrocarburos son los valores monetarios asignados a los productos, y al multiplicarse por los volúmenes a producir, permiten calcular los ingresos de un proyecto de inversión. En el cálculo deberá cuidarse de identificar los diferentes tipos o corrientes de hidrocarburos, de manera que a cada corriente se le aplique el precio correspondiente. Estos precios deberán mantenerse constantes durante los horizontes del proyecto.

2.6. Costos. Son todas las erogaciones que se requiere realizar para que los activos de una empresa puedan producir. Para el desarrollo y evaluación económica de proyectos de inversión es necesario considerar diferentes tipos de costos, entre los cuales destacan:

Costos de Transporte. Incluyen bombeo, compresión, operación y mantenimiento de ductos. El Anexo A incluye una forma tabular de los costos de transporte de hidrocarburos, para las diferentes Regiones de PEP.

Costos de operación y mantenimiento. En los proyectos de producción, los costos de operación y mantenimiento se calcularán con información estadística. En los casos en que no se disponga de esta información y en los proyectos de exploración, estos costos se calcularán con información como la que se muestra en el Anexo A, donde se especifican los índices para los costos de operación y mantenimiento por distrito

2.7. Contenido de dólares y paridad. Las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión se cuantificarán en moneda nacional. Debido a que algunos renglones de inversión requieren de moneda extranjera, es necesario especificar el contenido de dólares y las cantidades indexadas en esa moneda, por lo menos para los primeros dos años. Esto adquiere una importancia particular en épocas de crisis económica, dado que la Balanza de Divisas se convierte en una variable macro-económica clave. En el Anexo A, se indica el tipo de cambio considerado para cada ciclo de planeación.

2.8. Tasa de descuento. Todos los proyectos de inversión de la industria petrolera nacional deberán ser actualizados con la misma tasa de descuento. Esta es especificada por la Dirección Corporativa de Finanzas.

2.9. Inflación. La inflación se refiere a un desequilibrio económico caracterizado por un incremento generalizado y sostenido de precios. Debido a que todos los proyectos de inversión de la industria petrolera nacional se evalúan con **tasas de descuento reales**, no se aplicarán índices de inflación a las evaluaciones económicas incrementales, ni iniciales.

Solamente para fines de seguimiento se aplicarán índices de deflación a los flujos de efectivo anteriores a la fecha de análisis en las evaluaciones económicas globales, para realizar los flujos comparables.

Nota: En el Anexo A, se presentan en forma tabular los índices de actualización (Índice Nacional de Precios al Consumidor, promedio anual).

La Tasa de Descuentos Real, considera la capacidad del crecimiento del capital sobre la inflación, se utiliza en las evaluaciones económicas a precios constantes.

Evaluación Económica Inicial, considera los flujos de efectivo futuros de un proyecto nuevo durante su horizonte de análisis económico para obtener los indicadores económicos, sin considerar costos hundidos. Se usa en la aprobación de proyectos nuevos y la eventual asignación de recursos

Evaluación Económica Global, considera los flujos de efectivo anteriores y posteriores con relación a la fecha de análisis. Se utiliza para el seguimiento de un proyecto en ejecución.

Evaluación Económica Incremental, Considera solamente los flujos futuros, con relación a la fecha de análisis en los proyectos en ejecución para asignación de recursos.

2.10. Régimen Fiscal. PEMEX Exploración y Producción, como empresa paraestatal, administra recursos petroleros de México y por consiguiente, entrega al Estado, la mayor parte de sus ingresos a través de los pagos de derechos de extracción. Por tanto, para conocer el grado de rentabilidad de los distintos proyectos de inversión, es necesario que las evaluaciones se elaboren **con y sin impuestos.**

La evaluación que se realice sin impuestos se presenta al Comité Interno de Inversiones para su aprobación, lo cual proporciona una estimación de la generación de valor del proyecto, mientras que la evaluación con impuestos permite conocer la proporción de ese valor que sería transferido al Fisco. Esta última también se anexa a la documentación destinada al Comité Interno de Inversiones de **PEP**. En los proyectos de inversión se aplican las siguientes tasas:

DERECHO SOBRE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO (DEP). A cargo exclusivamente de PEMEX Exploración y Producción (por región). La base para el cálculo es la diferencia entre el total de ingresos por ventas de bienes o servicios por cada región petrolera; y el total de los costos y gastos efectuados en bienes y servicios con motivo de la exploración y explotación de dicha región, sin que exceda el monto del presupuesto autorizado. Las mermas por derrames o quema de petróleo o gas se consideran como ventas de exportación. En el mismo Anexo A, se indican las tasas de impuestos consideradas para cada año de acuerdo con el Diario Oficial de la Federación.

IMPUESTO A LOS RENDIMIENTOS PETROLEROS (IRP). Lo causan todos los organismos subsidiarios sobre el rendimiento neto, el cual se determina restando de la totalidad de los ingresos del ejercicio el total de las deducciones autorizadas. Cuando el monto de los ingresos sea inferior a las deducciones autorizadas se determinará una pérdida neta

APROVECHAMIENTO SOBRE RENDIMIENTOS EXCEDENTES (ARE) Se aplica a la diferencia entre el precio promedio ponderado acumulado mensual del barril de crudo, cuando sea superior al precio estimado de X dólares (14 50 para 1997), por el volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos

CAPITULO 3

METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1. Diagnóstico de Metodologías. El resultado futuro de una aventura puede predecirse de manera más confiable si se dispone de un conocimiento suficiente de ella. Es conveniente hacer énfasis en garantizar los datos apropiados y en la mayor cantidad posible, y usarlos de manera cuidadosa para llegar a estimaciones que sean representativas de los resultados futuros. Cuando se conocen todos los detalles acerca de los cursos alternativos de acción, en términos cuantitativos precisos, el mérito relativo de cada curso de acción puede expresarse para fines de decisión como un número único, la toma de decisiones en este caso es simple.

Siempre deben tomarse decisiones a pesar de que las consideraciones cuantitativas se basen en estimaciones sujetas a error. Se debe recordar que las cantidades finales calculadas incorporan errores en las estimadas. Debe usarse el conocimiento de elementos cualitativos para llenar los vacíos referentes al conocimiento de una acción que se propone efectuar. La toma de decisiones no puede ser un proceso enteramente objetivo, la característica más cierta de los parámetros de estimación es que generalmente demuestran ser imprecisos, en algunas ocasiones en menor grado pero frecuentemente en grado considerable. Una vez que se hayan obtenido las mejores estimaciones posibles y que eventualmente muestren ser buenas o malas, permanecen como la base más objetiva para tomar una decisión. Cuanto mejor sea el parámetro estimador, se necesitarán tolerancias menores para el manejo adecuado de errores.

Existen diferentes maneras de enfrentar la toma de decisiones, ya sea en forma simplista enfocando la situación desde el punto de las características de los parámetros empleados, como de la formulación de métodos más o menos elaborados en los que se utiliza la teoría de probabilidades ó la combinación de alternativas y escenarios múltiples. En las siguientes líneas se hace una descripción de algunos de estos métodos, los criterios propuestos al inicio solamente consideran la variación de los parámetros a emplear.

3.1.1. El método de la tasa de retorno alta. Una política común en gran cantidad de empresas es exigir que los proyectos potenciales se justifiquen sobre la base de aceptar una tasa mínima de retorno muy alta. Con esta consideración hay muchas oportunidades que al resultar con una tasa de retorno igual o mayor a lo exigido obligan a ignorar aquellas que podrían generar un retorno menor. La alta tasa de retorno constituye una tolerancia para los errores. Se espera que el comprometerse en un proyecto de inversión está limitado a aquellos que ofrezcan una tasa alta de retorno y de esta manera ninguna oportunidad producirá pérdidas

3.1.2. Método de alternativas más favorable, menos favorable y regular. Un plan para manejar estimaciones y que se considera tiene algún mérito es considerar tres escenarios para un proyecto de inversión: el escenario menos favorable, un escenario regular y el escenario más favorable. El escenario regular es el que aparece como el más razonable para quien hace el estudio, el parámetro estimador para este escenario podría considerarse también como el más probable de ocurrir.

El parámetro estimador menos favorable es el que resulta cuando quien propone los escenarios le da la interpretación menos favorable. El parámetro estimador más favorable es el que se obtiene cuando quien esté haciendo las estimaciones le da la interpretación más favorable y que puede obtenerse razonablemente.

Una característica importante del plan de los tres escenarios, menos favorable, regular y más favorable, es que suministra información adicional en relación con la situación que se está analizando. Esta información adicional resulta de las consideraciones de quien propone los escenarios y de su juicio al responder dos preguntas relacionadas con cada ítem: "¿Cuál es el valor menos favorable que este ítem puede llegar a tener razonablemente?" y el reverso, "¿Cuál es el valor más favorable que este ítem puede llegar a tener razonablemente?"

Debe juzgarse cada uno de los ítems, ya que a partir de la suma de los juicios puede esperarse obtener una mayor precisión que con un solo juicio sobre el todo. Una segunda ventaja de este plan de tres escenarios es que revela las consecuencias de las desviaciones a partir del escenario más probable. Aun a pesar de que las consecuencias calculadas son también estimadas, muestra cuál puede ser en prospecto la situación para diferentes conjuntos de condiciones.

Muchos analistas creen que es de gran ayuda en los juicios tener diferentes bases con las cuales comparar una situación única. Debido a que el costo de hacer cálculos adicionales es, generalmente, insignificante en comparación con el valor de una mejor decisión, así sea en grado pequeño; esta práctica debe seguirse por todos aquellos que creen que van a beneficiarse al contar con información adicional.

3.1.3. Análisis de sensibilidad. Quienes deben tomar decisiones están interesados, por lo general, en el rango completo de resultados posibles que se hubieren derivado de las variaciones en los parámetros empleados en la estimación. El análisis de sensibilidad permite determinar qué tan sensitivos son los resultados finales a cambios introducidos en los valores de los parámetros. Este tipo de información permite al tomador de decisiones un mejor entendimiento del efecto que tienen tales parámetros sobre los resultados esperados.

Existe muy poca seguridad de que los resultados estimados vayan a coincidir con los reales. Los elementos económicos, de los cuales depende un proyecto de inversión, pueden variar, a partir de su valor estimado debido a que siempre hay involucradas causas al azar. No sólo hay problemas con las estimaciones de los efectos económicos, sino también con el valor calculado que la mayoría de oportunidades de inversión tendrá en el futuro, puesto que sólo se conoce con un cierto grado de seguridad.

Precisamente la falta de certeza sobre el futuro es lo que hace que los procesos de decisión relacionados con los efectos económicos constituyan una de las tareas más preocupantes para los individuos, las industrias y los gobiernos.

En este sentido la teoría de probabilidades es una poderosa herramienta cuantitativa para manejar el riesgo en los procesos de decisión. La teoría de probabilidades está constituida por un extenso cuerpo de conocimientos relacionados con el tratamiento cuantitativo de la incertidumbre. Permite que la incertidumbre se represente por medio de una cifra, la probabilidad de que un evento ocurra en el futuro puede expresarse por medio de un número que representa la posibilidad de la ocurrencia. Esta posibilidad puede determinarse examinando todas las posibles evidencias disponibles relacionadas con la ocurrencia del evento.

La idea de que las probabilidades pueden ser subjetivas es tema de discusión en múltiples círculos, sin embargo, debido a su utilidad en problemas de toma de decisiones, se han convertido en parte integral de los procesos de decisiones económicas. Si se emplean distribuciones de probabilidades para describir los elementos económicos que componen una alternativa de inversión, el valor esperado del costo o de la utilidad puede constituir una base razonable para la comparación entre alternativas.

Como la mayoría de las industrias y los gobiernos son generalmente organizaciones de larga vida, el valor esperado parece ser un método sensible como base de comparación para evaluar alternativas de inversión bajo riesgo. Los objetivos a largo plazo de tales organizaciones pueden incluir la maximización de la utilidad esperada o la minimización de los costos esperados. Si se desea incluir el efecto del tiempo sobre el valor de la moneda en los casos en los cuales el riesgo está involucrado, todo lo que se necesita es plantear las utilidades o los costo como valores presentes o equivalentes anuales o valores futuros, todos ellos "esperados".

Es deseable en muchas situaciones conocer no solamente el valor esperado como base para las comparaciones, sino además, contar al mismo tiempo con una medida de dispersión de la distribución de probabilidades. La varianza de una distribución de probabilidades es una medida de esta naturaleza y de gran valor en los procesos de toma de decisiones. Debido a que la varianza indica la dispersión de la distribución es generalmente deseable tratar de minimizarla, tanto así que entre menor sea su valor será menor la variabilidad o la incertidumbre asociada con la variable aleatoria.

Al tener información adicional derivada de las distribuciones de probabilidades es muy posible que pueda tomarse una decisión más inteligente. Naturalmente que la inteligencia y el buen criterio del tomador de decisiones, debe equilibrar la negociación económica entre el costo de tener una mejor información para tomar decisiones y las economías que espera hacer de una mejor selección de alternativas. Puede no ser económico, entonces emplear técnicas muy elaboradas para analizar proyectos pequeños, mientras que por otro lado, cuando se están realizando inversiones de consideración, el empleo de análisis más elaborados puede representar ganancias sustanciales.

3.1.4. La varianza de la tasa de interés. En algunos casos en los que se considera la alternativa de invertir, se emplea como parámetros la tasa libre de riesgo y la tasa de riesgo del proyecto, en el primer caso es común considerar la tasa promedio o tasa esperada, para la tasa de riesgo es común considerar la desviación estándar de la tasa de interés. Estos criterios son empleados generalmente para manejar el riesgo de portafolios de inversión.

3.1.5. Árboles de decisión. Es deseable, en muchos problemas de toma de decisiones, reconocer que las decisiones futuras son afectadas por acciones que se están tomando en el presente. Las decisiones se toman con mucha frecuencia sin considerar adecuadamente sus efectos a largo plazo, y dan como resultado, decisiones que inicialmente parecieron sólidas pueden colocar a quien las toma en una posición desfavorable con respecto a otras que deba adoptar en el futuro. Para problemas de toma de decisiones, en las cuales es importante considerar decisiones en secuencia, ya que a través de éstas se conocen las probabilidades de los eventos que se van a presentar en el futuro. Cabe destacar que el empleo de los diagramas de flujo de decisiones o de los árboles de decisión es, generalmente, bastante efectivo para el análisis.

3.1.6. Método de Montecarlo. Montecarlo es el nombre que se da a una clase de enfoques de simulación para procesos de toma de decisiones, en la cual las distribuciones de probabilidades describen ciertos parámetros del sistema. No es posible en muchos de estos casos obtener una solución analítica debido a la forma en la cual deben manejarse las probabilidades. En otros casos el enfoque Montecarlo se prefiere debido al nivel de detalle que puede exhibir. Las situaciones de toma de decisiones, en las que se emplea el método de Montecarlo, se caracterizan por la presencia de distribuciones empíricas o teóricas. El enfoque de Montecarlo emplea estas distribuciones para generar resultados al azar, resultados que se combinan luego, de acuerdo con las técnicas del análisis económico, para encontrar la distribución de los valores presentes, de los costos anuales equivalentes, etc. Igualmente es necesario generar valores al azar a partir de las distribuciones que representan a los parámetros del sistema. Existen muchas maneras de hacerlo incluyendo métodos mecánicos, matemáticos y los que utilizan computadoras digitales, entre otros.

Puede ser imposible en ciertos problemas de toma de decisiones, asignar probabilidades a la ocurrencia de eventos futuros. A menudo, no se tienen a la disposición datos significativos a partir de los cuales poder calcular unas probabilidades. En otros casos quien debe tomar decisiones puede o no estar dispuesto a suponer y asignar probabilidades como es, caso frecuente, cuando un evento no es grato.

3.1.7. Matriz de beneficios. Una decisión puede conducir a un resultado en particular dependiendo de cuál de los diferentes eventos futuros sea el que tiene lugar. Así, por ejemplo, la decisión de tomar un paseo puede conducir a un grado de satisfacción muy alto, si el estado del tiempo resulta despejado y con sol o a un grado de satisfacción bajo, si amenaza un temporal. Los niveles de satisfacción se invertirán si la decisión tomada fuera permanecer en casa.

Entonces para los dos estados de la naturaleza, buen tiempo y mal tiempo, existen diferentes beneficios dependiendo de la alternativa escogida.

Una matriz de beneficios es una manera formal de mostrar la interacción de las alternativas vislumbradas para un proyecto, con los estados de la naturaleza o situaciones posibles que pudieran originarse. Las alternativas tienen en este contexto, el mismo significado dado anteriormente, es decir, son cursos de acción entre los cuales hacer una selección. Los estados de la naturaleza no necesariamente son eventos naturales como el Sol o la Lluvia, pueden ser situaciones favorables o desfavorables ó combinaciones. La expresión "*estado de la naturaleza*" se emplea para describir una amplia gama de eventos futuros, sobre los cuales no tiene ningún control el tomador de decisiones. La matriz de beneficios asigna un valor cualitativo o cuantitativo a cada posible estado en el futuro y para cada una de las alternativas bajo análisis.

3.1.8. La regla de Laplace. En ausencia de probabilidades, uno puede creer que cada manifestación posible de la naturaleza, tiene la misma probabilidad de ocurrir como cualquiera de las otras. La racionalización de esta suposición es que no hay base establecida para que un estado de la naturaleza sea más probable que cualquiera de los otros. Esto se conoce como el principio de Laplace o principio de la razón insuficiente, basado en la filosofía de que la naturaleza se supone indiferente. Bajo el principio de Laplace, la probabilidad de ocurrencia de cada estado futuro de la naturaleza se supone igual a $1/n$, donde n es el número de estados posibles futuros. Para seleccionar la mejor alternativa se calcularía el promedio aritmético para cada una.

3.1.9. Reglas de maximin y maximax. Se tienen dos reglas de decisión bastantes simples para enfrentar decisiones bajo incertidumbre. La primera es la regla MAXIMIN basada en una visión de extremo pesimismo sobre los resultados de la naturaleza. El uso de esta regla se justificaría si se juzgara que la naturaleza haría lo peor. La segunda es la regla de MAXIMAX basada en una visión extremadamente optimista de los resultados de la naturaleza. El uso de esta regla se justificaría si se juzgara que la naturaleza haría lo mejor.

Debido al pesimismo involucrado en la regla MAXIMIN, con su empleo se escogería la alternativa que garantiza "**el mejor de los peores resultados posibles**". El optimismo de la regla MAXIMAX está en contraste total con el pesimismo de la regla MAXIMIN. Su empleo escogería la alternativa que garantice "**el mejor de los mejores resultados posibles**".

3.1.10. La regla de Hurwicz. Debido a la naturaleza extrema de las reglas presentadas, éstas son rechazadas por muchas personas que deben tomar decisiones. La mayoría de los seres humanos poseen un grado de optimismo o de pesimismo que se encuentra en algún punto intermedio entre los dos extremos. Un tercer enfoque para la toma de decisiones involucra un índice relativo de optimismo o pesimismo, al cual se le llama la "**Regla de Hurwicz**".

En la regla de Hurwicz se involucra una negociación o compromiso entre optimismo y pesimismo, al permitir que quien toma las decisiones seleccione un índice de optimismo α tal que $0 \leq \alpha \leq 1$. Cuando $\alpha = 0$, quien toma las decisiones es pesimista acerca de los resultados de la naturaleza mientras que un valor $\alpha = 1$ indica optimismo sobre los mismos hechos. La regla de Hurwicz requiere el cálculo de la expresión:

$$\max_i \{ \alpha [\max_j P_{ij}] + (1 - \alpha) [\min_j P_{ij}] \} \quad (3.1)$$

donde: P_{ij} es el pago para la alternativa i y el estado j de la naturaleza.

La regla MAXIMIN y la regla MAXIMAX son casos especiales de la regla de Hurwicz. La filosofía que está detrás de la regla de Hurwicz es que mucha gente centra su atención en los resultados o en las consecuencias extremas para llegar a una decisión. Para el empleo de esta regla quien toma decisiones debe considerar los extremos de una manera tal que refleje la importancia relativa que se le asigna a cada uno.

3.1.11. La regla minimax de la pena o el pesar. Si quien toma decisiones selecciona una alternativa y se presenta una situación tal que se hubiera podido estar en mejores condiciones al haber seleccionado otra alternativa, se siente pena por la selección original. El pesar o la pena "es la diferencia entre el pago que se hubiera logrado con un conocimiento perfecto de la naturaleza y el pago que se recibe en realidad con la alternativa seleccionada".

La regla MINIMAX de la pena o el pesar, se basa sobre la premisa de que quien toma decisiones desea evitar cualquier pena o pesar, o al menos, "minimizar la pena máxima con respecto a la decisión". El empleo de la regla MINIMAX requiere la formulación de una matriz de pesar. Esto se logra identificando el pago máximo para cada estado. Se sustrae luego cada pago en la columna del pago máximo que se haya identificado, proceso que se repite para cada columna. A la matriz resultante se le aplica la regla MINIMAX. Una persona que toma decisiones y que emplee la regla MINIMAX como criterio de decisión, tomará aquella decisión que aporte la menor pérdida posible de oportunidades.

Las personas que tienen una fuerte aversión por las críticas estarán tentadas a emplear esta regla porque las coloca en una posición relativamente segura con respecto a los estados futuros de la naturaleza. Este criterio tiene en este aspecto, una filosofía subyacente bastante conservadora.

Como se observa, son múltiples los intentos para considerar y manejar el riesgo en el proceso de evaluación. Algunos criterios proponen altas tasas de retorno como una manera de paliar el efecto del riesgo, otros conducen a proponer diversos escenarios, al considerar amplios rangos para los parámetros o estimadores empleados; otras más proponen elaboradas técnicas estadísticas a través de árboles de decisión o la aplicación de métodos como el de Montecarlo.

En estos últimos los especialistas, al hacer análisis de riesgo en la evaluación de proyectos, hacen suposiciones "**al sentimiento**" tanto sobre las distribuciones de probabilidad, como de los mismos valores de probabilidad de ocurrencia de alguna variable.

En algunos otros criterios se hacen suposiciones de acuerdo con "**la experiencia del especialista**" para proponer alternativas posibles que ofrezcan un espectro amplio para enfocar las expectativas de éxito o fracaso de un proyecto de inversión. Pero, ¿Cuál es el mejor camino o la metodología más recomendable para calcular el riesgo en el proceso de evaluación?

Pensemos por un momento en lo que implica "**determinar el riesgo**" de un proyecto de inversión".

1. Identificar, de entre los parámetros que intervienen en el proceso de evaluación, **aquellas variables que sean de la mayor relevancia** por la forma como afectan los resultados.
2. Conocer que **pequeños** cambios en una variable producen **grandes** variaciones en los resultados de la evaluación.
3. Prever el **comportamiento de las distintas variables** a lo largo del tiempo.
4. Poder **hacer proyecciones** de las variables de entrada y salida hacia el futuro con un margen adecuado de confiabilidad.
5. **Reducir** los niveles de **incertidumbre**.
6. Garantizar con un **margen de confianza**, el éxito de un proyecto de inversión.

El punto # 1 es cubierto por el criterio de las altas tasas de interés, señalado anteriormente. En cuanto al punto # 2, éste es enfocado por el análisis de sensibilidad. Los puntos # 3 y #4, prever el comportamiento a lo largo del tiempo; hacer proyecciones es un tema cubierto por los métodos de árboles de decisiones y de Montecarlo.

Y en cuanto a los métodos matriciales, de manera indirecta ayudan a reducir los niveles de incertidumbre, al proponer la búsqueda de las alternativas óptimas.

Los criterios expuestos tratan de alguna forma la variabilidad de los parámetros: la incertidumbre, pero ninguno de ellos nos proporciona un indicador del "**riesgo del proyecto de inversión**", sin embargo, es posible integrar estas herramientas para que de manera adecuada nos conduzcan a formular un método para llegar a obtener indicadores de pronóstico del éxito o fracaso de un proyecto de inversión.

3.2. Generalidades. El análisis aplicado al Marco Normativo, nos permite establecer las condiciones generales a que estará sujeto el modelo de evaluación. En este análisis identificamos a los parámetros de entrada más relevantes en el proceso y la manera como lo afectan, las variables obtenidas las llamaremos variables de riesgo. A continuación, recurrimos a Bases de Datos, o sea a referencias históricas que nos muestren el comportamiento en el tiempo de las variables de riesgo.

La combinación de esta información con métodos de predicción permite establecer valores esperados, ahora bien, manejamos dos series de valores, una de valores reales y otra de valores estimados; esto nos permite calcular desviaciones de la serie estimada respecto de la serie real, y a la vez contar con un manejo estadístico para proponer valores esperados con índices de ocurrencia.

Los parámetros obtenidos, son manipulados en el instrumento de evaluación económica para calcular los indicadores económico financieros esperados, hasta llegar a los indicadores de riesgo. La descripción del método se presenta en forma sucinta en el esquema de la figura 3.1.

3.2.1. Análisis de los parámetros que intervienen en el proceso. Considerando que el modelo de evaluación que se empleará es el del Flujo de Efectivo, en esta etapa identificamos a las variables que participan en el proceso según su rubro como variables de INGRESOS, EGRESOS Y TASA DE DESCUENTO.

3.2.2. Variables de Ingresos. Como se mencionó, los ingresos son el resultado de multiplicar los volúmenes de producción de hidrocarburos, por sus respectivos precios. A su vez, los volúmenes de producción de hidrocarburos son obtenidos por las estimaciones efectuadas de las alternativas tecnológicas propuestas. La garantía de estas estimaciones de producción, dependerá del nivel de confianza en la tecnología. En este sentido resulta importante señalar que hay que hacer una distinción entre los diferentes tipos de proyectos que le son ofrecidos a PEP, entre los cuales figuran proyectos de pruebas tecnológicas, para los que puede considerarse un alto grado de incertidumbre respecto a su eficiencia en los niveles de producción, y de aquellos otros, que deben de ser considerados verdaderos proyectos de inversión, en los que la eficiencia de la tecnología no está a prueba, y aun cuando los imponderables no deben desecharse, los niveles de producción esperados con los sistemas de producción propuestos, presentan bajo riesgo.

El aspecto más importante a considerar en los **ingresos** es el precio de los productos, ya que su inestabilidad y variabilidad puede hacer un proyecto viable o inviable en un período de tiempo muy corto. Una de las preocupaciones más grandes al momento de proponer un proyecto de inversión resulta ser el nivel de precios hasta el que es recomendable producir.

Podemos decir que el nivel de producción es una decisión de la tecnología a emplear, en tanto que el nivel de precios puede conducir a la decisión de continuar o cancelar un proyecto. Existen otras variables, tales como la declinación de la producción y la relación gas aceite. La declinación de la producción puede ser importante en tanto que nos permite vislumbrar el horizonte de producción del yacimiento. En cuanto a la relación Gas / Aceite, puede ser importante en cuanto a que presenta el nivel de producción de gas como un subproducto, asociado al nivel de producción del aceite.

3.2.3. Variables de Egresos. Son las erogaciones a efectuar durante todo el período de vida del proyecto, y se componen de la Inversión Inicial, que consiste de los gastos de intervención y reparación de pozos, las adquisiciones de equipo, y los gastos de instalación y acondicionamiento; así como las erogaciones que periódica y regularmente habrá que realizar para garantizar la operación del proyecto. A estos costos corresponden, la renta de equipo, el mantenimiento, la operación, los gastos de energía y otros insumos; también los gastos de administración, y el transporte de la producción.

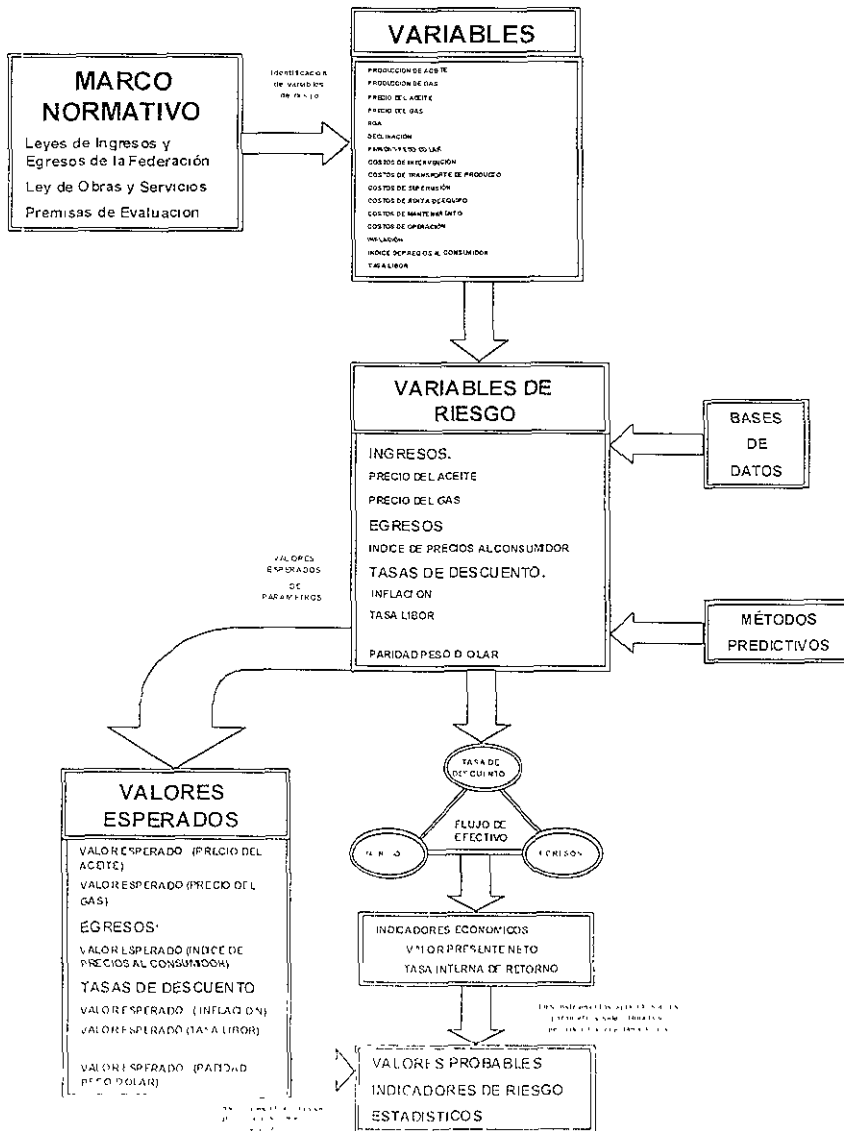


FIGURA 3 1

3.2.4. Gastos de intervención y acondicionamiento de pozos. Estos gastos se efectúan al inicio del proyecto y tienen como finalidad proporcionar las condiciones idóneas para que el pozo, mediante un aparejo pueda ser incorporado a la producción de hidrocarburos.

El monto de estos gastos es estimado por el área de mantenimiento de pozos, de acuerdo con los datos históricos de operaciones similares las que son ejecutadas por el propio personal de PEP. Cabe hacer notar que en ocasiones, por las condiciones propias de la instalación ó del tipo de aceite, se planea más de una intervención a los pozos, ejecutadas con cierta periodicidad, pero en todo caso la certidumbre respecto a su monto, es prácticamente total.

3.2.5. Adquisición de Equipo, Instalación y acondicionamiento. Este gasto, también habrá que efectuarlo al inicio del proyecto, y tiene como finalidad dotar al pozo de los aparejos de producción tecnológicamente idóneos para obtener la óptima explotación del campo. Este gasto es presupuestado por el contratista y su variabilidad una vez aceptado el proyecto es nula.

3.2.6. Renta de equipo, mantenimiento, Operación, Energía y otros insumos. Estos gastos son efectuados por un contratista, al que le deberán ser cubiertos por PEP en forma periódica (generalmente en forma mensual). Son estimados por el contratista y propuestos en un presupuesto que es concursado y que finalmente deberá ser aceptado y aprobado por un comité, siguiendo la normatividad correspondiente (Ley General de Obras y Servicios Públicos).

Cabe hacer notar que, si hay adquisición de equipo, la renta del mismo no aplica, y viceversa. Además, hay que tomar en consideración que en algunas contrataciones, se establecen porcentajes de contenido en dólares, ó se especifican previamente aquellos conceptos cuyos montos deberán ser cubiertos con esa divisa. También, por ley se establece que periódicamente se deberán hacer ajustes a estos gastos, de acuerdo con los índices de inflación registrados en el país.

3.2.7. Administración, supervisión y transporte de la producción. PEMEX establece que los gastos de administración y supervisión por parte de la empresa, pudieran ser estimados en forma estadística, y cuando ello no sea posible, puede recurrirse a un factor fijo asociado al nivel de producción, esta consideración es más simplista y segura. Así mismo el costo por concepto de transporte de hidrocarburos, se propone como una cantidad fija asociada al volumen de producción. En estos casos podemos considerar que la variabilidad de los costos es cero

3.2.8. Paridad. La inestabilidad del sistema económico mexicano, induce en los proyectos de inversión un elemento adicional de incertidumbre por medio de la paridad. Anteriormente se mencionó que el contrato podrá tener especificado un porcentaje en dólares, o conceptos que se deberán pagar con esa divisa: en consecuencia, el contenido de dólares y la variación de la paridad aporta un elemento de variabilidad al proceso de evaluación que podrá afectar el resultado del mismo.

3.2.9. Tasas de interés o descuento. PEMEX propone el empleo de una tasa de descuento que considera la capacidad del crecimiento de capital sobre la inflación, siendo utilizada en las evaluaciones económicas a precios constantes, sin embargo, en el contexto general las tasas de descuento internacionales están sujetas a variaciones de acuerdo al comportamiento de los diferentes mercados, afectando con ello las condiciones preestablecidas de los proyectos, por lo que es conveniente señalar un factor adicional de variabilidad a las tasas de descuento.

3.3. Identificación de los parámetros de riesgo.

3.3.1. Ingresos. Comentamos que la cantidad a producir, depende de la confianza que se tenga en la tecnología seleccionada, además de que este es un valor que debe aportar el análisis técnico del proyecto. En cambio el Precio de los productos, en el caso de los hidrocarburos, como se mencionó, es variable y su valor depende de las circunstancias del mercado, por lo cual podemos asegurar que el Precio de los hidrocarburos resulta de verdad una variable de riesgo, y su influencia en el resultado final de la evaluación es notable. En consecuencia, para los ingresos, las variables de riesgo serían los Precios del aceite y gas.

3.3.2. Egresos. Hay que considerar dos tipos de egresos, los que son efectuados directamente por PEP, y los que son efectuados a través del contratista que hay que cubrir regularmente en forma periódica; a su vez, estos últimos están afectados por la paridad peso dólar, y el índice de precios al consumidor. Las variables de riesgo para el rubro de egresos serían, de manera indirecta, las erogaciones que habría que hacer como pago al contratista y que tienen un alto porcentaje en moneda extranjera. Además habría que considerar los cambios en los niveles de egresos por ajustes en el índice de precios

3.3.3. Tasa de descuento. Se mencionó que la tasa de descuento a emplear en los proyectos de inversión de PEP es fija, y que la misma cubre el nivel de inflación, sin embargo, un par de variables de riesgo que afectan a la tasa de descuento serían, la tasa internacional LIBOR y la inflación.

3.3.4. Base de datos. Una vez que han sido identificadas las variables de riesgo, procedemos a hacer la búsqueda y acopio de la base de datos que nos aporte información acerca del comportamiento de tales variables

En México, el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) recopila, procesa, filtra, valida y edita una gran cantidad de información, la que puede ser empleada de manera segura y confiable. Esta información es proporcionada por instituciones públicas. Para el caso de información más específica habría que recurrir a la búsqueda en la propia empresa, pero por lo que hace a las variables indicadas, la base de datos se presenta en el Anexo C, y corresponden a las siguientes variables:

- Serie de Precio de Crudo
- Serie de Precio de Gas
- Serie de Paridad Peso-Dólar
- Serie de Tasas de Interés internacionales

3.3.5. Métodos de pronóstico. Es conveniente señalar la importancia que tiene el contar con series o base de datos confiables, dado que esta información será utilizada en lo sucesivo, primero para generar pronósticos, y enseguida para efectuar el cálculo de desviaciones y los correspondientes valores estadísticos.

En primera instancia procederemos a hacer el pronóstico de valores. Existe una amplia variedad de formas para hacer pronósticos. Los métodos a emplear dependen de los patrones que presenten las series. Las técnicas empleadas pueden ser cualitativas o cuantitativas. En una técnica cualitativa el pronóstico es casi siempre el resultado de una expresión del juicio u opinión personal de 1 o más expertos y generalmente es una técnica subjetiva.

Las técnicas cuantitativas emplean series de tiempo. Una serie de tiempo es la representación de los resultados de la variable aleatoria de interés durante un período fijo y registrados en intervalos del mismo tamaño. Un procedimiento razonable para realizar pronósticos es utilizar los datos históricos representados por la serie de tiempo. Si los datos pasados indican lo que se puede esperar en el futuro es posible formular un modelo matemático que represente al proceso.

Si se conoce el modelo es factible obtener pronósticos, si no, entonces los datos del pasado pueden proponer alguna forma del modelo matemático. En la realidad, la forma exacta del modelo que propone la serie de tiempo no se conoce, entonces se elige un modelo de acuerdo a la gráfica de los resultados de la serie de tiempo durante el período. Algunas técnicas de ajuste, que podríamos mencionar son las de mínimos cuadrados (empleada en distribuciones del tipo lineal, semilogarítmica, logarítmica o cuadrática), la técnica de pronóstico de suavizamiento exponencial, y el del último valor (que sería un caso particular del suavizamiento exponencial), pronósticos promedio y promedios móviles. (Ver el Anexo C).

3.3.6. Valores esperados de las variables de entrada. Para obtener los valores esperados de las variables de riesgo, empleamos la combinación de bases de datos y métodos de pronósticos, para generar una serie de tiempo de valores esperados, así como sus índices estadísticos correspondientes.

Tiempo	1	2	3	4	5	N	N+
Valor real	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_N	
Valor pronóstico	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_N	y_{N+}
Diferencia ($x_i - y_i$)	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	d_N	

Los valores pronosticados difieren de los valores reales en:

$$(x - y)_i = d_i \quad (3.2)$$

La mejor aproximación será aquella que arroje como resultado la mínima suma para el término:

$$S = \min \sum (x_i - y_i)^2 \quad (3.3)$$

Podemos considerar que la expresión “ y_{N+1} ” es el valor esperado para la variable aleatoria en la serie de tiempo, donde además la sumatoria “ $\sum(x_i - y_i)^2$ ”, sea el valor de la varianza para esa variable aleatoria.

De esta manera, para cada parámetro de riesgo, manipulamos una serie de tiempo, y a su vez con una técnica de pronóstico adecuada a la serie, obtenemos un valor esperado “ y_{N+1} ” con una varianza “ $\sum(x_i - y_i)^2$ ”.

En los Anexos D, se presentan los valores estimados de acuerdo con el método de pronóstico recomendado para cada caso, así como los gráficos de cada serie de valores.

3.3.7. Cálculo de los estimadores económicos. Considerando el marco normativo, y los valores deterministas de los diferentes parámetros previstos para el proyecto, aplicamos el método de Flujo de Efectivo (Capítulo 1), con el fin de obtener los diferentes indicadores económicos, que nos permitan conocer la rentabilidad del proyecto de inversión, Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Relación Beneficio / Costo, etc..

3.3.8. Valor esperado de los indicadores económicos. (Variables de salida).

Con los valores probables de los parámetros de riesgo, así como de sus estimadores de probabilidad, procedemos a efectuar el proceso de evaluación probabilista, combinando los estimadores obtenidos para los parámetros de riesgo, con los indicadores obtenidos en el método del flujo de efectivo.

Hay que hacer notar que en cada proceso de cálculo, si se emplean variables deterministas, el resultado es determinista, y si se utiliza una o más variables aleatorias, el resultado es aleatorio. Figura 3.2.

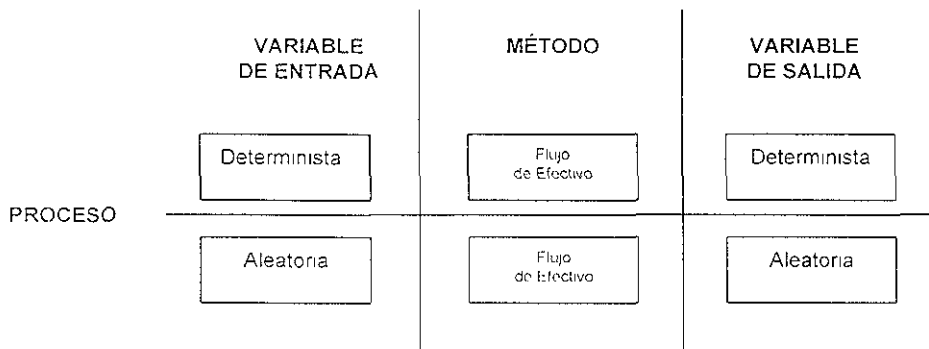


Figura 3 2

Pensemos por un momento que en el cálculo tenemos una sola variable de riesgo, por ejemplo el precio del aceite (P_o), de tal modo que para este parámetro el valor esperado es $P_o(E)$, con una desviación $\sigma(P_o)$, entonces podemos obtener la probabilidad de ocurrencia de P_o , considerando un distribución normal de probabilidades, este valor será $P(P_o)$.

La probabilidad para el Valor Presente Neto $P(VPN)$, en este caso será el mismo estimado que para el precio del aceite $P(VPN) = P(P_o)$.

Si en el cálculo tenemos dos o más variables de riesgo (independientes), cuyos valores en la estimación determinista son por ejemplo $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$, y cuyas probabilidades respectivas, considerando una distribución normal de probabilidades para cada una son: $P(X_1), P(X_2), P(X_3), \dots, P(X_n)$, entonces la probabilidad de ocurrencia para el Valor Presente Neto $P(VPN)$, será el producto de los valores estimados para las variables $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$.

$$P(VPN) = P(X_1) * P(X_2) * P(X_3) * \dots * P(X_n) \quad (3.4)$$

La probabilidad de ocurrencia para cada uno de los estimadores económicos, tasa interna de retorno TIR, relación beneficio costo B/C, y relación ingreso egreso I/E, es la misma que la obtenida para el Valor Presente Neto.

3.3.9. Indicadores de riesgo. La última etapa del proceso consiste en el cálculo del “nivel de riesgo” del proyecto; pero, ¿Qué se entiende por “nivel de riesgo”?; expresemos esta idea.

Definición. “Nivel de riesgo de un proyecto de inversión es la probabilidad de que este proyecto arroje pérdidas, es decir, es la probabilidad de que el Valor Presente Neto acumulado (Ganancia Esperada), sea menor que cero”.

Consideremos nuevamente que en el proceso de cálculo existe una sola variable de riesgo, determinaremos empleando Análisis de Sensibilidad, el valor de la variable que hace nulo al Valor Presente Neto. Así mismo, determinaremos el conjunto de valores que hacen que el Valor Presente Neto sea negativo. Calculamos enseguida, la probabilidad de ocurrencia de ese conjunto de valores. El valor obtenido de la probabilidad, representa el **nivel de riesgo** del proyecto para esta variable de riesgo.

Podemos obtener el nivel de riesgo para cada una de las variables consideradas, sin embargo, el cálculo del nivel de riesgo para dos o más variables tomadas en forma simultánea, ya no es un proceso tan simple. Una primera estimación del nivel de riesgo total, podría ser la suma de los niveles de riesgo de las variables consideradas, y este valor deberá ser menor que la unidad.

CAPITULO 4

APLICACIÓN A

UN PROYECTO DE INVERSIÓN

4.1. PROYECTOS DE INVERSIÓN EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. El ámbito de competencia de PEMEX Exploración y Producción es precisamente la búsqueda de yacimientos petrolíferos a través de la exploración, y la explotación óptima y racional de los mismos, mediante la instalación y operación de complejos sistemas de producción. Precisamente en estas áreas se localizan preponderantemente los proyectos de inversión de PEP, sirva de ejemplo el sistema de explotación ideado para el campo *Cantarell* empleando novedosa tecnología mediante la inyección de nitrógeno.

La explotación de campos petroleros ha representado un reto interesante para los profesionales de las diferentes disciplinas que intervienen en esta labor. En la etapa inicial, debido a las condiciones propias de los yacimientos, la extracción se realiza empleando las fuerzas internas naturales, a esta etapa se le conoce como de "explotación primaria". Pero una vez que el potencial del yacimiento entra en la etapa de declinación notable, se hace necesario el empleo de mecanismos o aparejos que contribuyan a mantener niveles deseables de producción en condiciones óptimas, tanto técnica como económicamente. A la fecha, se han desarrollado diversos métodos y dispositivos cuya finalidad es soportar e incrementar la plataforma de producción, ello requiere que el personal de campo esté actualizado y se familiarice con la aplicación y manejo de nuevas tecnologías, también debe ser capaz de identificar las condiciones adecuadas para la aplicación de cada sistema.

Existen actualmente en el sistema petrolero nacional diversas técnicas para la extracción de hidrocarburos, éstas han evolucionado con el tiempo y han sido adaptadas a las características de cada campo. Al inicio de la explotación de un campo, se aprovechan las condiciones propuestas por las fuerzas internas para la extracción de productos, se dice que los hidrocarburos fluyen libremente, pero una vez que decaen las fuerzas internas y que son insuficientes para conducir el producto al exterior, se inician los períodos de producción secundaria empleando aparejos

A diferencia de los procesos de producción desarrollados antaño, hoy se espera obtener la cantidad máxima de producto de los yacimientos en condiciones más económicas. Anteriormente se efectuaban explotaciones irracionales, que conducían al agotamiento prematuro de los campos, dejando en el subsuelo una gran cantidad de reservas y haciendo antieconómica su ulterior explotación

En la actualidad, conociendo las limitaciones de nuestros recursos energéticos, y de la necesidad y obligación de la empresa de obtener el máximo beneficio económico de nuestros hidrocarburos, la explotación racional de los yacimientos adquiere importancia superlativa. A través de la Administración de Yacimientos, se pretende planear, organizar y ejecutar acciones que propicien la explotación racional y total de los yacimientos petrolíferos, limitando o reduciendo al máximo las pérdidas de reservas.

La Ingeniería de Producción es una de las ramas que participan en la Administración de Yacimientos, y cuenta con los especialistas que deben recomendar los sistemas de explotación y los tiempos recomendados de aplicación a fin de mantener los niveles de producción deseables. De esta manera, se hacen oportunamente las recomendaciones convenientes, de acuerdo con la información actualizada de cada caso.

Así, en un sistema de producción, es necesario conocer las dimensiones (geometría) del yacimiento, la estratigrafía (tipo de suelos), profundidad de cada pozo, valores de temperatura y presión, tipo de aceite, densidad y composición, relación gas-aceite, contenido de humedad, volúmenes de producción, entre otros datos. En términos de estas variables, se seleccionan los métodos que permiten obtener los niveles de producción adecuados.

Los sistemas de producción para explotación secundaria que actualmente se emplean, son: bombeo mecánico, bombeo electromecánico rotatorio o de cavidad progresiva, bombeo neumático continuo convencional, bombeo neumático intermitente, bombeo hidráulico tipo pistón, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo eléctrico sumergible (bombeo electrocentrífugo).

La implantación de un sistema artificial tiene como objetivo mantener o superar los niveles actuales de producción, el éxito de la aplicación de un sistema a un campo en particular, depende en gran medida de la correcta definición de los factores que condicionan su aplicación. El primer factor a considerar, en la selección de un sistema artificial de producción, es el gasto a obtener mediante la aplicación del sistema. Sin embargo, también entran en juego el estado mecánico de los pozos, las características del yacimiento (presión, temperatura, etc.) las propiedades de los fluidos producidos, la disponibilidad de energía, gas y equipo, dependiendo del sistema.

Entre los factores relevantes, se pueden mencionar: la profundidad del intervalo productor, características de los pozos, verticales o desviados, diámetros y longitudes de la línea superficial, temperatura de flujo, relación gas-aceite, porcentaje de agua, viscosidad del aceite, presión del yacimiento, presencia de fluidos corrosivos, arenamiento, incrustación de sales, depositación de asfaltenos y parafinas. disponibilidad de área para el equipo superficial, disponibilidad de personal capacitado, riesgo del sistema, localización estructural, índice de productividad, declinación de la presión del yacimiento, inversión inicial, costos de operación y mantenimiento. El tratamiento técnico adecuado por parte de los especialistas es fundamental para cimentar el éxito del proyecto, pero es igualmente importante el análisis económico del proyecto para garantizar su rentabilidad.

4.2. Generalidades del proyecto. El método de evaluación y análisis descrito en el capítulo anterior, será aplicado al Proyecto de Inversión que consiste de la: **Instalación de equipos de bombeo neumático continuo de alta presión en pozos de la Región "X"**.

Nota: Por razones de confidencialidad no se detalla, ni el nombre del proyecto, ni su ubicación.

El principio de operación de este sistema de producción consiste en inyectar un volumen continuo de gas a alta presión, con la finalidad de aligerar la columna de fluidos, reduciendo la presión ejercida en el fondo, para generar una diferencia de presión en la cara de la formación, y que de ese modo el pozo pueda producir el gasto deseado. Este sistema se recomienda para pozos con gastos grandes y alta presión de fondo estática, ya que es cuando proporciona mejores resultados. Es ideal para yacimientos con empuje hidráulico, pozos localizados en el mar, altos índices de productividad y alta relación gas-aceite. También es recomendable cuando se dispone de una alta presión de gas o cuando el costo de gas es bajo. El bombeo neumático continuo utiliza el gas producido, más un volumen adicional para disminuir el gradiente de presión fluyente, de tal manera que el pozo aporte los fluidos de manera más eficiente.

Es indispensable tener un buen suministro de gas durante la vida productiva del pozo para que opere adecuadamente. Si no se dispone del gas necesario, el pozo producirá erráticamente con mucha fluctuación en la presión a tal grado que puede dejar de fluir.

Las ventajas más importantes del bombeo neumático continuo son:

- ✓ Es el mejor método artificial para manejar arena o materiales sólidos contenidos en el producto.
- ✓ Opera eficientemente en pozos desviados, por lo que resulta útil para pozos localizados en el mar.
- ✓ Permite el uso de equipo de línea de acero, lo que da posibilidades de efectuar reparaciones a través de la tubería de producción.
- ✓ Se puede operar con un amplio rango de gastos y alcanzar grandes profundidades
- ✓ Se puede utilizar una central para dar servicio a varios pozos o para todo un campo. La centralización generalmente baja los costos de operación y mantenimiento, permitiendo mayor control.
- ✓ El equipo superficial es simple y similar a los pozos fluyentes, sólo se adiciona el regulador de gas y el medidor de flujo.

Algunas limitaciones son:

- ⇒ No opera eficientemente para bajas presiones de fondo.
- ⇒ Requiere de una inversión inicial fuerte, de altos consumos de energía y costos de operación.
- ⇒ No opera eficientemente en pozos con alta densidad relativa debido al incremento de las pérdidas de presión por fricción.
- ⇒ No es recomendable para producir bajos volúmenes de aceite o grandes porcentajes de agua.

4.3. Parámetros del proyecto. Los gastos considerados para este proyecto se presentan en la tabla que sigue:

Tabla 4.1

Concepto	Costo
Intervención del pozo con equipo de reparación	195,000 U.S.D.
Adquisición del equipo de producción	22,500 U.S.D.
Instalación del equipo motocompresor a boca de pozo	\$ 270,620
Servicio integral de equipo motocompresor de 140H.P. para gas dulce	116 U.S.D. / DÍA
Servicio de equipo de telemetría para recepción de transmisión	26 U.S.D. / DÍA
Meno de obra e insumos nacionales	303 \$ / DÍA
Servicio de vigilancia	486 \$ / DÍA

La información considerada para el cálculo de la producción y el flujo de efectivo es:

Tabla 4.2

Volumen incremental	200 B.P.D.
Declinación anual	8%
Tipo de aceite	ITSMO

Los datos generales para el estudio económico son :

Tabla 4.3

Moneda en que se efectúa el estudio	Pesos
TREMA	10%
Precio del Aceite	16.04 U.S.D./BL.
Derechos sobre extracción del petróleo	78.9%
Costo de transporte de productos (CRUDO)	0.37 U.S.D./BL.
Número de pozos	10
Paridad	8.564 \$/U.S.D.
Gastos de Operación y Mantenimiento por Administración (del Activo)	0.466 U.S.D./BL.
Horizonte del Proyecto	2 años
Período de realización	1998 a 1999

4.4. Variables de riesgo. En este proyecto, las variables de riesgo consideradas son.

- ❖ El precio del aceite.
- ❖ La paridad peso-dólar.
- ❖ La tasa de descuento.

No se ha considerado en esta estimación el precio del gas como variable de riesgo, ya que el gas producido será inyectado nuevamente al yacimiento a través del sistema de bombeo neumático, para mantener las condiciones técnicas requeridas en la operación del sistema. Además, las erogaciones a efectuar al inicio del proyecto, así como los gastos que éste generará por todo el tiempo que dure el mismo, son valores fijos.

Recurrimos a la base de datos (Anexo B), para generar estimadores para estas tres variables (Anexos D). Así, del Anexo D1, obtenemos que el valor esperado del crudo Istmo para 1998, que es de 16.25 U.S.D. / BL., con una desviación de 1.79.

Entonces, empleando una distribución normal de probabilidad, podemos obtener la probabilidad $P(Pa \leq 16.04)$ de ocurrencia para el precio del crudo propuesto en el cálculo:

$$P(Pa \leq 16.04) = 0.4533; \text{ o también } P(Pa \geq 16.04) = 0.5467$$

Del Anexo D6, obtenemos que el valor esperado para la paridad peso-dólar en 1998 es de 8.81 U.S.D. por peso, y en el período es de 9.63 U.S.D. por peso, con una desviación de 0.3591.

Procediendo de manera semejante, empleamos una distribución normal para estimar la probabilidad $P(TC \leq 8.564)$ para el tipo de cambio o paridad peso dólar, durante el período previsto, horizonte del proyecto:

$$P(TC \leq 8.564) = 0.0015; \text{ o también } P(TC \geq 8.564) = 0.9985$$

Finalmente, del Anexo D7, obtenemos que el valor esperado para la tasa de descuento es de 7.16 % con una desviación de 0.09.

El valor estimado de probabilidad para la tasa de descuento prevista es, así mismo:

$$P(Td \leq 10\%) = 0.9998$$

4.5. Cálculo de los estimadores económicos. Con la información disponible, se efectúa el cálculo de los indicadores económicos, empleando el método del flujo de efectivo para el horizonte propuesto, los resultados se presentan en las tablas 4.4 y 4.5

Este cálculo ha sido efectuado considerando variables deterministas, los resultados de la evaluación del proyecto son optimistas, ya que la evaluación arroja ganancias al término del período por \$110'678,690.91.

4.6. Cálculo de los estimadores de probabilidad. Puesto que conocemos los estimadores de probabilidad de las variables de riesgo y los estimadores económicos deterministas, mediante una simple operación podemos calcular la probabilidad de obtener una ganancia de \$ 110,678,690.91 y esta es:

$$P(\text{VPN} \geq \$ 110,678,690.91) = P(\text{Pa} \geq 16.04) * P(\text{TC} \geq 8.564) * P(\text{Td} \leq 10\%)$$

$$P(\text{VPN} \geq \$ 110,678,690.91) = 0.5467 * 0.9985 * 0.9998$$

$$P(\text{VPN} \geq \$ 110,678,690.91) = 0.54577$$

4.7. Estimación del riesgo. El valor anterior tiene poco significado en comparación con el indicador de riesgo. Una vez hecho el cálculo de los estimadores económicos, obtenemos los estimadores críticos, es decir, aquellos que anulan la ganancia, ó Valor Presente Neto Acumulado, y estos son:

$$\text{Tdc} : 206.41\%$$

$$\text{Pac} = 5.3406 \text{ USD / BL}$$

$$\text{Paridad c} = 0.4136 \text{ $ / USD}$$

Ahora, pasaremos a determinar la probabilidad de ocurrencia de estos valores críticos.

$$P(\text{Tdc} \geq 206.41\%) = 0.0002$$

$$P(\text{Pac} \leq 5.3406) = 0.0002$$

$$P(\text{Paridad c} \leq 0.4136) = 0.0002$$

El Riesgo del Proyecto de Inversión para cada una de estas variables es de 0.0002, es decir, cada uno de estos parámetros ofrece un riesgo de 0.02%, en otras palabras la probabilidad de éxito del proyecto es para cada variable de riesgo de 99.98%.

Podemos definir como la Probabilidad de éxito total del proyecto al producto:

$$P(\text{Éxito Proyecto}) = P(\text{Éxito Tasa de descuento}) * P(\text{Éxito Precio del Aceite}) * P(\text{Éxito Paridad})$$

$$P(\text{Éxito Proyecto}) = 0.9998 * 0.9998 * 0.9998$$

$$P(\text{Éxito Proyecto}) = 0.9994$$

Y el Riesgo como: $R(\text{Proyecto}) = 1 - P(\text{Éxito Proyecto}) = 1 - 0.9994 = 0.0006$

4.8. Estimación del riesgo para el caso del cálculo con impuestos. Las estimaciones anteriores fueron hechas sin considerar el efecto de los impuestos sobre el flujo de efectivo. Veamos enseguida cómo afectan los impuestos al flujo de efectivo, pero sobre todo a la probabilidad de éxito del proyecto y al riesgo.

En la Tabla 4.6, se presenta el cálculo de los estimadores económicos sujetos a tasas impositivas. En la misma, observamos que el cálculo después de impuestos

ofrece pérdidas, por lo cual, de inicio, el proyecto presenta una probabilidad de pérdidas para los valores propuestos de:

$$P(\text{VPN} \leq \$ -9,629,045.09) = 0.4523$$

No hay la posibilidad de valores críticos para las variables de riesgo, tasa de descuento y paridad, sin embargo, para el precio del crudo, el precio estimado es de 20.45 USD / BL. Y su probabilidad de ocurrencia es:

$$P(Pa \leq 20.45) = 0.9905$$

Entonces la probabilidad de que el proyecto presente pérdidas para los niveles propuestos de paridad y tasa de descuento, con un precio del crudo menor a 20.45 USD / BL, es:

$$P(\text{VPN} \geq 0) = P(Pa \leq 20.45) * P(\text{TC} \geq 8.564) * P(\text{Td} \leq 10\%)$$

$$P(\text{VPN} \geq 0) = 0.9905 * 0.9985 * 0.9998 = 0.9888$$

En el ejemplo propuesto el riesgo del proyecto considerando impuesto es:

$$\boxed{R(\text{Proyecto}) = 0.9888}$$

TABLA 4.4 Gastos del Proyecto

PERÍODO	TRANSPORTE	ADMÓN.	INVERSIÓN INICIAL	SERVICIO DE EQUIPO	MANO DE OBRA	VIGILANCIA	TRANSM. DE INF.	TOTAL EGRESO
0			41,802,596.80					41,802,596.80
1	190,120.80	239,449.44		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
2	188,853.33	237,853.11		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
3	187,594.31	236,267.42		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
4	186,343.68	234,692.31		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
5	185,101.39	233,127.69		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
6	183,867.38	231,573.51		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
7	182,641.59	230,029.68		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
8	181,423.98	228,496.15		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
9	180,214.49	226,972.84		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
10	179,013.06	225,459.69		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
11	177,819.64	223,956.63		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
12	176,634.18	222,463.58		298,027.20	90,900.00	145,800.00	66,799.20	601,526.64
13	175,456.61	220,980.49		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
14	174,286.90	219,507.29		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
15	173,124.99	218,043.91		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
16	171,970.82	216,590.28		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
17	170,824.35	215,146.35		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
18	169,685.52	213,712.04		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
19	168,554.29	212,287.29		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
20	167,430.59	210,872.04		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
21	166,314.39	209,466.23		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
22	165,205.62	208,069.79		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
23	164,104.25	206,682.65		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89
24	163,010.23	205,304.77		298,027.20	109,080.00	174,960.00	66,799.20	648,866.89

TABLA 4.5 ESTIMACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO

PERÍODO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO NETO DE EFECTIVO	VALOR PRESENTE NETO ACUMULADO
0		41,802,596.80	-41,802,596.80	-41,802,596.80	-41,802,596.80
1	8,241,993.60	601,526.40	7,640,467.20	7,577,322.84	-34,225,273.96
2	8,187,046.98	601,526.40	7,585,520.58	7,460,658.17	-26,764,615.79
3	8,132,466.66	601,526.40	7,530,940.26	7,345,761.60	-19,418,854.18
4	8,078,250.22	601,526.40	7,476,723.82	7,232,606.57	-12,186,247.61
5	8,024,395.22	601,526.40	7,422,868.82	7,121,166.89	-5,065,080.72
6	7,970,899.25	601,526.40	7,369,372.85	7,011,416.79	1,946,336.07
7	7,917,759.92	601,526.40	7,316,233.52	6,903,330.87	8,849,666.94
8	7,864,974.85	601,526.40	7,263,448.45	6,796,884.10	15,646,551.04
9	7,812,541.69	601,526.40	7,211,015.29	6,692,051.86	22,338,602.90
10	7,760,458.08	601,526.40	7,158,931.68	6,588,809.86	28,927,412.77
11	7,708,721.69	601,526.40	7,107,195.29	6,487,134.20	35,414,546.96
12	7,657,330.21	601,526.40	7,055,803.81	6,387,001.31	41,801,548.28
13	7,606,281.34	648,866.40	6,957,414.94	6,245,889.41	48,047,437.69
14	7,555,572.80	648,866.40	6,906,706.40	6,149,124.06	54,196,561.75
15	7,505,202.32	648,866.40	6,856,335.92	6,053,830.03	60,250,391.77
16	7,455,167.63	648,866.40	6,806,301.23	5,959,985.15	66,210,376.93
17	7,405,466.52	648,866.40	6,756,600.12	5,867,567.63	72,077,944.55
18	7,356,096.74	648,866.40	6,707,230.34	5,776,555.95	77,854,500.51
19	7,307,056.10	648,866.40	6,658,189.70	5,686,928.96	83,541,429.47
20	7,258,342.39	648,866.40	6,609,475.99	5,598,665.80	89,140,095.26
21	7,209,953.44	648,866.40	6,561,087.04	5,511,745.92	94,651,841.18
22	7,161,887.08	648,866.40	6,513,020.68	5,426,149.10	100,077,990.29
23	7,114,111.17	648,866.40	6,465,274.77	5,341,855.41	105,419,845.70
24	7,066,713.56	648,866.40	6,417,847.16	5,258,845.21	110,678,690.91

TABLA 4.6. CÁLCULO DE INDICADORES ECONÓMICOS DESCONTANDO IMPUESTOS.

PERÍODO	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO CON IMPUESTOS	FLUJO NETO DE EFECTIVO	VALOR PRESENTE NETO ACUMULADO
0		41,802,596.80	-41,802,596.80		-41,802,596.8	-41,802,596.80
1	8,241,993.60	601,526.40	7,640,467.20	1,612,138.58	1,598,815.1	-40,203,781.68
2	8,187,046.98	601,526.40	7,585,520.58	1,600,544.84	1,574,198.8	-38,629,582.81
3	8,132,466.66	601,526.40	7,530,940.26	1,589,028.40	1,549,955.7	-37,079,627.11
4	8,078,250.22	601,526.40	7,476,723.82	1,577,588.73	1,526,079.9	-35,553,547.12
5	8,024,395.22	601,526.40	7,422,868.82	1,566,225.32	1,502,566.2	-34,050,980.91
6	7,970,899.25	601,526.40	7,369,372.85	1,554,937.67	1,479,408.9	-32,571,571.96
7	7,917,759.92	601,526.40	7,316,233.52	1,543,725.27	1,456,602.8	-31,114,969.15
8	7,864,974.85	601,526.40	7,263,448.45	1,532,587.62	1,434,142.5	-29,680,826.60
9	7,812,541.69	601,526.40	7,211,015.29	1,521,524.23	1,412,022.9	-28,268,803.66
10	7,760,458.08	601,526.40	7,158,931.68	1,510,534.58	1,390,238.8	-26,878,564.78
11	7,708,721.69	601,526.40	7,107,195.29	1,499,618.21	1,368,785.3	-25,509,779.47
12	7,657,330.21	601,526.40	7,055,803.81	1,488,774.60	1,347,657.2	-24,162,122.19
13	7,606,281.34	648,866.40	6,957,414.94	1,468,014.55	1,317,882.6	-22,844,239.52
14	7,555,572.80	648,866.40	6,906,706.40	1,457,315.05	1,297,465.1	-21,546,774.35
15	7,505,202.32	648,866.40	6,856,335.92	1,446,686.88	1,277,358.1	-20,269,416.21
16	7,455,167.93	648,866.40	6,806,301.23	1,436,129.56	1,257,556.8	-19,011,859.34
17	7,405,466.52	648,866.40	6,756,600.12	1,425,642.62	1,238,056.7	-17,773,802.57
18	7,356,096.74	648,866.40	6,707,230.34	1,415,225.60	1,218,853.3	-16,554,949.27
19	7,307,056.10	648,866.40	6,658,189.70	1,404,878.03	1,199,942.0	-15,355,007.26
20	7,258,342.39	648,866.40	6,609,475.99	1,394,599.43	1,181,318.4	-14,173,688.77
21	7,209,953.44	648,866.40	6,561,087.04	1,384,389.37	1,162,978.3	-13,010,710.39
22	7,161,887.08	648,866.40	6,513,020.68	1,374,247.36	1,144,917.4	-11,865,792.92
23	7,114,141.17	648,866.40	6,465,274.77	1,364,172.98	1,127,131.4	-10,738,661.43
24	7,066,713.56	648,866.40	6,417,847.16	1,354,165.75	1,109,616.3	-9,629,045.09

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El método presentado en los capítulos anteriores, no pretende ser ni el mejor, ni el más completo, ni el único en su género; al exponerlo solamente se ha querido mostrar la combinación de un conjunto de herramientas sencillas, con el propósito de generar una herramienta más elaborada, que aporte indicadores que contribuyan a la toma de decisiones

La idea surge de la necesidad de contar con índices de probabilidad de ocurrencia para algunas variables empleadas en los cálculos de estimadores económicos, a los que muchas veces se les asigna valores de manera arbitraria.

La pregunta de arranque es ¿Cuál es la probabilidad de que ocurra el valor "X"?, y enseguida hacemos la pregunta siguiente ¿Disponemos de un historial que nos permita inferir valores de ocurrencia para "X"?

Esto nos lleva a la búsqueda de **Bases de Datos** confiables, así como de **Métodos de Predicción** adecuados, para, mediante la aplicación de técnicas sencillas, efectuar el cálculo de indicadores apropiados. El objetivo es evitar asignar valores al "**sentimiento**", y fundamentar debidamente el estimador de probabilidad

Se requiere del análisis crítico del evaluador para considerar las variables principales llamadas de riesgo, así como de apoyarse fuertemente en el marco normativo de referencia. También es necesario involucrarse en los procesos operativos hasta comprender totalmente el proyecto que se evalúa.

En el Proyecto de Inversión al que se le ha aplicado el método, aparecen dos casos o situaciones. El primer caso, sin impuestos, nos permite observar en forma total el proceso para determinar el riesgo, combinando los estimadores estadísticos con los estimadores económicos. En esta parte es posible obtener todos los indicadores propuestos

En el segundo caso, con impuestos, se observa aquellas situaciones en donde el método se ve limitado a la obtención parcial de indicadores.

Al inicio del Capítulo III, mencionaba las implicaciones para la determinación del riesgo, en este trabajo

- ✓ Se propone identificar los parámetros de mayor relevancia del proyecto
- ✓ Se reconocen las variaciones importantes de los diferentes parámetros del

- ✓ Se prevé y proyecta el comportamiento de las variables principales.
- ✓ Se pueden ofrecer valores para los indicadores de confianza o riesgo que indiquen la posibilidad de éxito o fracaso en un proyecto de inversión.

Con ello, considero que el método cumple satisfactoriamente las expectativas propuestas. Sin embargo, también hay que hacer notar que en la actualidad han aparecido una gran cantidad de técnicas y metodologías novedosas, que otras ya existentes se han depurado y superados tal es el caso de los "Escenarios", entonces, el reto ahora sería tratar de complementar y combinar el método con otras herramientas a fin de aportar mayor seguridad a los tomadores de decisiones.

La información utilizada deberá ser útil para formular pronósticos, así como para aportar indicadores de probabilidad de ocurrencia. Esta deberá estar calificada, validada y ser de fácil acceso y manejo, y sobre todo ser actual.

Así mismo, la información deberá complementarse con instrumentos estadísticos y de predicción para aportar los elementos deseados.

BIBLIOGRAFIA

TÍTULO	AUTOR	EDITORIAL
Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión	Raúl Cos Bu	LIMUSA
Apuntes de Producción de Pozos I	José Angel Gómez Cabrera	Facultad de Ingeniería. UNAM
Cómo analizar problemas y tomar decisiones con certeza	Jesús Carlos Reza Trosino	Panorama
Corporate Finance	Ross – Westerfield - Jaffe	McGraw Hill
Escenarios	Kees Van Der Heijden	Panorama
Evaluación de Proyectos.		
Análisis y Administración del Riesgo	Gabriel Baca Urbina	McGraw Hill
Ingeniería Económica	H.G. Thuesen, W.J. Fabryck, G.J. Thuesen	Prentice Hall
Ingeniería Económica	George A. Taylor	Limusa
Introducción a la Investigación de Operaciones	Frederick S. Hillier y Gerald J. Lieberman	McGraw Hill
Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias	Mendenhall, W	Prentice Hall
Probabilidad y Estadística Aplicaciones y Métodos	George C Canavos	McGraw Hill
Simulation Modeling Using @RISK	Wayne L. Winston	Duxbury

ANEXOS

- A PREMISAS DE EVALUACIÓN.
- B SERIES DE VALORES. VARIABLES DE RIESGO
- C TÉCNICAS DE PRONÓSTICO
- D₁ VALORES ESTIMADOS. CRUDO ITSMO
- D₂ VALORES ESTIMADOS. CRUDO MAYA
- D₃ VALORES ESTIMADOS. CRUDO OLMECA
- D₄ VALORES ESTIMADOS. CRUDO PROMEDIO
- D₅ VALORES ESTIMADOS. GAS
- D₆ VALORES ESTIMADOS. PARIDAD
- D₇ VALORES ESTIMADOS. TASA DE INTERÉS PROMEDIO

ANEXO A

PREMISAS DE EVALUACIÓN

CONTENIDO

- Introducción
- Horizontes
- Precios
- Costos
- Contenido de Dólares
- Tasa de descuento
- Inflación
- Régimen Fiscal
- Otras
- Apéndice

Introducción.

Las premisas son el conjunto de conceptos y parámetros que se establecen para homogeneizar un procedimiento o metodología de estudio. Dentro del ciclo de planeación, la fase de análisis y evaluación de proyectos de inversión en PEP, requiere del uso de premisas claras que permitan uniformar los cálculos y que de esta manera sean comparables los planteamientos de las diferentes Regiones.

Con este propósito, a continuación se presenta un conjunto de premisas a las que se asocian algunas definiciones convencionales, apropiadas al contexto de los proyectos de inversión de PEP.

Horizontes.

Son intervalos de tiempo *convenidos para la evaluación y seguimiento de los proyectos de inversión*. Dadas las características particulares de los diferentes proyectos de PEP, se definieron distintos horizontes.

Para exploración:

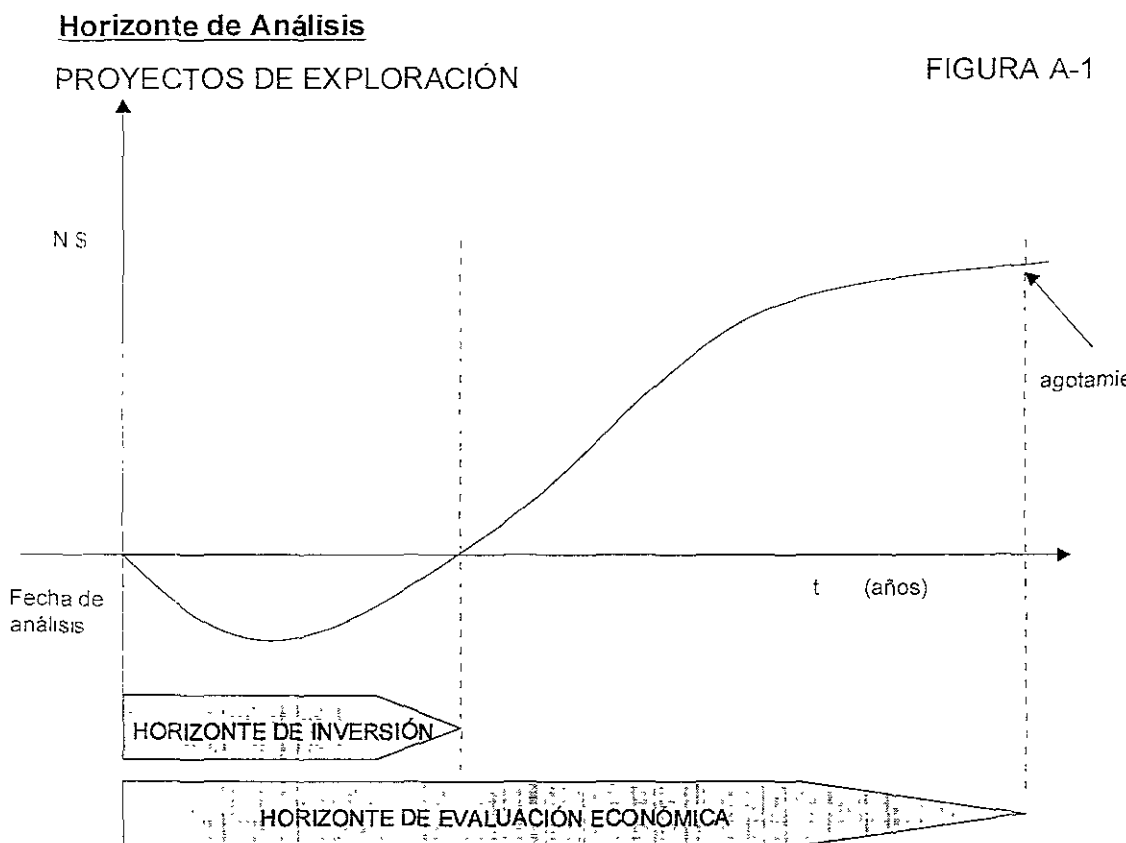
Horizonte de Inversiones. Es el período comprendido desde la fecha de análisis hasta un máximo de 5 años (Figura A-1).

El lapso de 5 años fue *convenido tomando en cuenta que, según la experiencia de ejercicios anteriores, es el período dentro del cual se pueden sustentar y planear con razonable confiabilidad las actividades de estudios y perforación exploratorias*. Los datos de inversión contenidos en este período serán los utilizados en los programas multianuales de Exploración

Horizonte de evaluación económica. Es el período comprendido entre la fecha de análisis hasta el agotamiento de los posibles campos a descubrir dentro del horizonte de inversiones, o descubiertos en años anteriores (Figura A-1).

Este período se utilizará exclusivamente para propósitos de evaluación económica, en términos de valor monetario esperado y marca el tiempo dentro del cual se realizarán las proyecciones de flujo de efectivo que incluyen, además de los correspondientes al "horizonte de inversiones", los ingresos, costos e inversiones adicionales estimadas para la explotación de campos.

Para propósitos de seguimiento, este horizonte deberá considerar una fecha de inicio convenida.



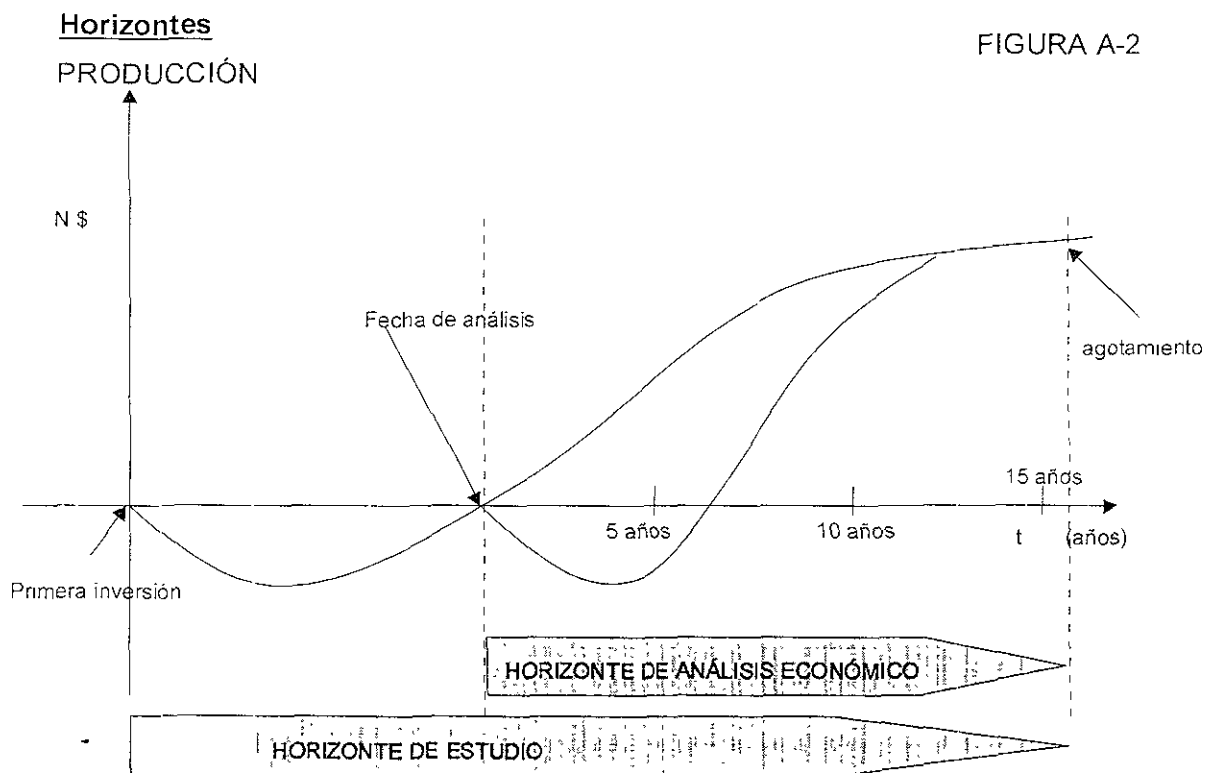
Para producción:

Horizonte de Estudio. Es el período comprendido desde la fecha de la primera inversión hasta el agotamiento del yacimiento. (Figura A-2).

Horizonte de análisis económico. Este período está comprendido entre la fecha de análisis hasta el agotamiento de los posibles campos a descubrir. (Figura A-2)

Este período se utilizará exclusivamente para propósitos de análisis económico, en términos de valor monetario esperado y marca el tiempo dentro del cual se realizarán las proyecciones de flujo de efectivo que incluyen los ingresos, costos e inversiones adicionales estimadas para la explotación de campos.

FIGURA A-2



Precios

Los precios son los valores monetarios asignados a los hidrocarburos que al multiplicarse por los volúmenes a producir permiten calcular los ingresos de un proyecto de inversión.

Al analizar estos cálculos, deberá cuidarse la identificación de los diferentes tipos o corrientes de hidrocarburos, de manera que a cada corriente se le aplique el precio correspondiente.

Para la evaluación económica, los precios de los hidrocarburos deberán mantenerse constantes durante los horizontes del proyecto de inversión

Durante el ciclo de planeación 1997-1998, se utilizarán los siguientes precios de hidrocarburos

Precios de hidrocarburos para proyectos de exploración.

Evaluación de Potencial.

PRODUCTO	PRECIO	
Crudo	14.87	DLS/BL
Gas	15.28	M\$/MMPC

Incorporación de reservas y delimitación y caracterización de yacimientos

PRODUCTO	°API	PRECIO	
Crudo Superligero(Olmeca)	39 en adelante	17.35	DLS/BL
Crudo Ligero (Itsmo)	24 a 38	16.03	DLS/BL
Crudo Pesado (Maya)	Hasta 23	13.11	DLS/BL
Condensados		9.85	DLS/BL
Gas		15.28	M\$/MMPC

Fuente. Dirección Corporativa de Finanzas, Gerencia de Estudios Económicos

Nota: En todos los proyectos de Exploración aquellos líquidos que se produzcan directamente del pozo y que provengan de yacimientos de gas y condensado serán catalogados como crudos superligeros

Precios de hidrocarburos para proyectos de explotación.

PRODUCTO	°API	PRECIO		
		Exportación	Nacional	
Crudo Superligero(Olmeca)	39 en adelante	17.34	17.58	DLS/BL
Crudo Ligero (Itsmo)	24 a 38	15.92	16.04	DLS/BL
Crudo Pesado (Maya)	Hasta 23	13.01	13.36	DLS/BL
Condensado Amargo			9.83	DLS/BL
Condensado Dulce			14.32	DLS/BL
Gas Húmedo Amargo			15.19	M\$/MMPC
Gas Húmedo Dulce			15.51	M\$/MMPC
Gas Seco de Campos			15.91	M\$/MMPC

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas Gerencia de Estudios Económicos

Costos.

Son todas las erogaciones que se requiere realizar para que los activos de una empresa puedan producir. Para el desarrollo y evaluación económica de proyectos de inversión es necesario considerar diferentes tipos de costos entre los cuales destacan:

Costos de transporte. Los costos de transporte incluyen los de bombeo, compresión, operación y mantenimiento de ductos.

Para el ciclo de planeación 1997-1998, se usarán los costos promedio que se indican a continuación:

PRODUCTO	COSTO	REGION		
		Marina	Sur	Norte
Aceite y Condensados	DLS/BL	0.26	0.37	0.37
Gas	DLS/BPCE	0.42	0.53	0.53

Costos de operación y mantenimiento.

En los proyectos de Producción, los costos de operación y mantenimiento se calcularán con información estadística.

En los casos en que no se disponga de esta información y en los proyectos de Exploración, se calcularán con información del apéndice "A" de estas premisas, donde se especifican los índices para los costos de operación y mantenimiento por distrito.

Contenido de dólares.

Las evaluaciones económicas de los proyectos de inversión se cuantificarán en moneda nacional.

Debido a que algunos renglones de inversión requieren de moneda extranjera es necesario especificar el contenido de dólares puros y/o las cantidades indexadas en esa moneda, por lo menos para los primeros dos años. Lo anterior adquiere una importancia particular en épocas de crisis económica, dado que la Balanza de Divisas se convierte en una variable macroeconómica clave

Para el Ciclo de Planeación 1997-1998, se utilizará el siguiente tipo de cambio.

$$1 \text{ DÓLAR} = \$ 8 564$$

Tasa de descuento.

Todos los proyectos de inversión de la industria petrolera nacional deberán ser actualizados con la misma tasa de descuento. Esta es especificada por la Dirección Corporativa de Finanzas y, para el ciclo de Planeación 1997 – 1998 será del 10% anual

Inflación.

La inflación se refiere a un desequilibrio económico caracterizado por incremento generalizado y sostenido de precios

Debido a que todos los proyectos de inversión de la industria petrolera nacional se evalúan con tasas de descuento reales, no se aplicarán índices de inflación a las evaluaciones económicas incrementales, ni iniciales. Solamente para fines de seguimiento se aplicarán índices de deflación a los flujos de efectivo anteriores a la fecha de análisis en las evaluaciones económicas globales que permitan hacer los flujos comparables.

Definiciones:

Tasa de descuento real. Considera la capacidad de crecimiento de capital sobre la inflación y se utiliza en las evaluaciones económicas a precios constantes.

Evaluación económica inicial. Considera los flujos de efectivo futuros de un proyecto nuevo durante su horizonte de análisis económico para obtener los indicadores económicos, sin considerar costos hundidos. Se utiliza para aprobación de proyectos nuevos y eventual asignación de recursos.

Evaluación económica global. Considera tanto los flujos de efectivo anteriores y posteriores con relación a la fecha del análisis. Se utiliza para el seguimiento de proyectos en ejecución.

Evaluación económica incremental. Considera solamente los flujos futuros, con relación a la fecha de análisis en los proyectos en ejecución para asignación de recursos.

Inflación.

Para el período 1980 – 1997, se usarán los siguientes índices de actualización (INPC** promedio anual)

AÑO	Índice de actualización
1980	0.46
1981	0.58
1982	0.93
1983	1.77
1984	2.71
1985	4.28
1986	7.97
1987	18.47
1988	39.56
1989	47.48
1990	60.13
1991	73.76
1992	85.20
1993	93.50
1994	100.00
1995	135.00
1996	181.41
1997	217.51*

*Pronóstico oficial SHCP de acuerdo a CGPE 1997

**Índice Nacional de Precios al Consumidor

Régimen Fiscal.

PEMEX – Exploración y Producción, como empresa paraestatal administra recursos petroleros de México y, por consiguiente, entrega al Estado la mayor parte de sus ingresos a través de los pagos de derechos de extracción.

Por tanto, para conocer el grado de rentabilidad de los distintos proyectos de inversión es necesario que las evaluaciones se elaboren con y sin impuestos

La evaluación que se realice sin impuestos se presentará al Comité Interno de Inversiones para su aprobación y proporcionará una estimación de la generación de valor del proyecto, mientras que la evaluación con impuestos permitirá conocer la proporción de ese valor que sería transferido al Fisco. Esta última también se anexará a la documentación destinada al Comité Interno de Inversiones de PEP

En los proyectos de inversión se aplicarán las siguientes tasas:

DERECHOS SOBRE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO (DEP)	78.9%	A cargo exclusivamente de PEMEX - Exploración y Producción (por región). La base para el cálculo es la diferencia entre el total de ingresos por venta de bienes o servicios por cada región petrolera y el total de los costos y gastos efectuados en bienes y servicios con motivo de la exploración y explotación de dicha región, sin que exceda el monto del presupuesto autorizado.
Ordinario	52.3%	
Extraordinario	25.5%	
Adicional	1.1%	Las mermas por derrames o quema de petróleo y gas se considerarán como ventas de exportación.
IMPUESTO A LOS RENDIMIENTOS PETROLEROS (IRP)	34.0%	Lo causan todos los organismos subsidiarios de PEMEX. Se calcula sobre el rendimiento neto, el cual se determina restando del total de los ingresos del ejercicio el total de las deducciones autorizadas. Cuando el monto de los ingresos sea inferior a las deducciones autorizadas, se determinará una pérdida neta.
APROVECHAMIENTO SOBRE RENDIMIENTOS EXCEDENTES (ARE)	39.2%	Se aplica a la diferencia entre el precio ponderado acumulado mensual del barril de petróleo cuando sea superior a 14.50 dólares, por el volumen total de exportación acumulado de hidrocarburos.

De acuerdo con el régimen fiscal vigente para 1997, PEMEX Exploración y Producción está obligado al pago del Derecho sobre Extracción de Petróleo (DEP), del Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP) y el de Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE).

La base para el cálculo del DEP es la diferencia entre el valor total de las ventas de bienes y servicios de cada región petrolera, incluido el valor de los derrames y quema de petróleo y gas cuantificados a precios de exportación y el total de los costos, gastos e inversiones, sin que estos últimos excedan el presupuesto autorizado.

El DEP resulta de aplicar a la diferencia citada, la tasa ordinaria de 52.3 % la extraordinaria de 25.5 % y la adicional de 1.1 %, que suman 78.9 %.

La base gravable del IRP es la suma de los ingresos por venta de bienes y servicios e ingresos financieros, menos el importe de las compras interorganismos, los conceptos deducibles del gasto de operación, la reserva para exploración y declinación de campos, la depreciación de activos fijos, y el DEP calculado entre otros. El 34 % de la diferencia resultante es el monto del IRP.

Por su parte, el ARE se aplica cuando el precio del crudo de exportación es superior a 14.50 dólares por barril. En este caso se calcula la diferencia entre el precio real promedio ponderado mensual y la base fija de 14.50 dólares, el precio diferencial resultante se aplica al volumen de crudo de exportación facturado en el mes, correspondiendo al ARE el 39.2 % del monto así obtenido.

Otras.

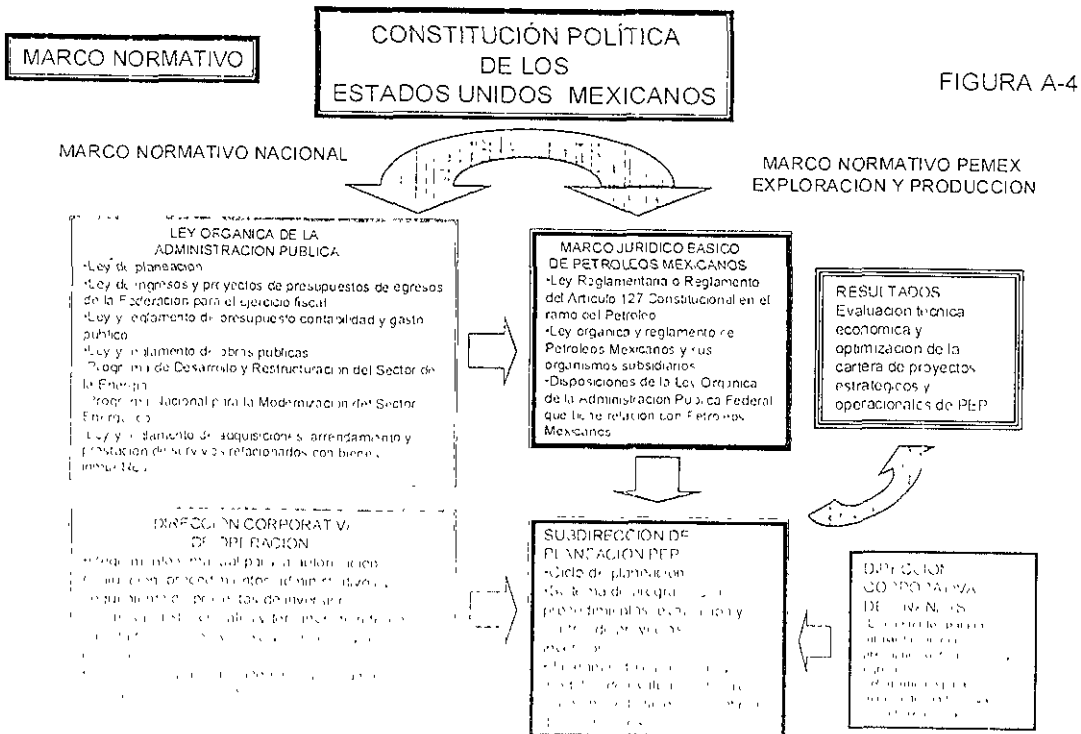
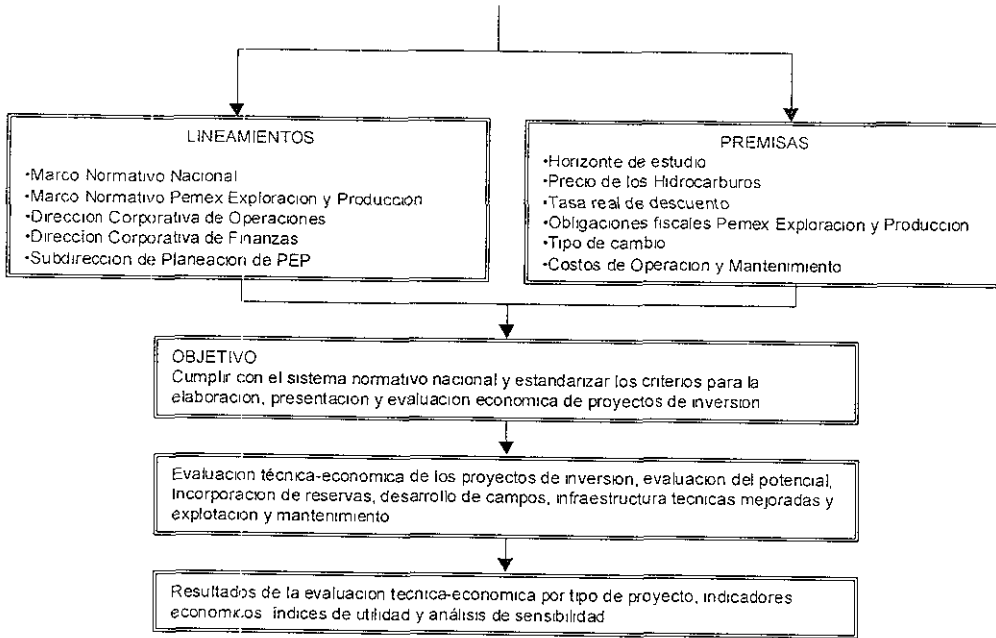
La metodología para la evaluación de los proyectos de inversión deberá ser homogénea en las tres regiones.

La evaluación de los proyectos de inversión de Exploración se hará tomando en cuenta la vida total del proyecto y será el método utilizado para los documentos de la Dirección Corporativa de Finanzas y para el Reglamento de Inversiones.

En las Figuras A-3, A-4, A-5 se muestran los lineamientos para la evaluación de proyectos, el marco normativo vigente y el resumen de las premisas económicas para el ciclo 1997-1998.

LINEAMIENTOS Y PREMISAS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

FIGURA A-3



RESUMEN

PREMISAS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN DE EXPLOTACIÓN.

CONCEPTO	FACTOR	OBSERVACIONES
Tasa de descuento real	10	
Tipo de cambio (promedio anual)	8.564	\$/Dólar
Precios Incorporación de Reservas Delimitación y Caracterización de yacimientos	Ventas Exportación Nacional	DLS/BL
Crudo super ligero (Olmeca)	17.34 17.58	
Crudo ligero (Istmo)	15.92 16.04	
Crudo pesado (Maya)	13.01 13.36	
Condensado amargo	9.83	
Condensado dulce	14.32	
Gas Natural		M \$ / MMPC
Gas húmedo amargo	15.19	
Gas húmedo dulce	15.51	
Gas seco de campos	15.91	
Costos de Transporte	Marina Sur Norte	Dólar /BL
Crudo y condensados	0.26 0.37 0.37	Dólar/BPCE
Gas	0.42 0.53 0.53	1 BPCE = 5000 pies cúbicos

CONCEPTO	FACTOR	OBSERVACIONES
Obligaciones Fiscales		
DEP Derechos sobre extracción	0.789	(Ingresos – Egresos)*0.789
IRP Impuesto sobre rendimientos petroleros	0.34	(Ingresos – Costos) * 0.340
ARE Aprovechamiento sobre rendimientos petroleros	0.392	Volumen Exportación*(Precio ventas exportación – 14.50)*0.392
Destinos de la producción		
56% Exportación		
44% Consumo Nacional		

APÉNDICE A

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

DISTRITO	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DL / BCE
Poza Rica	2.166
Reynosa	1.057
Altamira	1.938
Veracruz	1.101
Agua Dulce	3.990
Reforma	0.466
Comalcalco	0.433
Cárdenas	0.298
Ocosingo	1.929
Dos Bocas	0.424
Cantarell	0.223
Ku Maloob Zaap	0.118
Ek Balam	0.355

ANEXO B

SERIES DE VALORES.

VARIABLES DE RIESGO

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1980/01	29.17	25.3		27.27
1980/02	32.00	27.9		30.00
1980/03	31.99	28.0		30.00
1980/04	31.99	28.0		30.00
1980/05	32.66	28.0		30.33
1980/06	33.50	28.0		30.75
1980/07	34.49	29.0		31.75
1980/08	34.49	28.9		31.74
1980/09	34.50	29.0		31.75
1980/10	34.50	29.0		31.75
1980/11	34.50	29.0		31.75
1980/12	35.79	30.3		33.09
1981/01	38.50	34.4		36.50
1981/02	38.50	34.5		36.50
1981/03	37.56	35.0		36.29
1981/04	38.20	32.2		35.22
1981/05	38.33	31.9		35.16
1981/06	34.33	28.0		31.18
1981/07	37.06	30.1		33.63
1981/08	33.98	28.5		31.24
1981/09	33.78	28.6		31.24
1981/10	33.83	28.6		31.22
1981/11	36.46	27.7		32.12
1981/12	34.21	29.0		31.63
1982/01	34.75	26.8		30.78
1982/02	34.90	26.6		30.75
1982/03	32.89	25.0		28.99
1982/04	32.50	25.0		28.75
1982/05	32.50	25.0		28.75
1982/06	32.45	25.0		28.73

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1982/07	32.36	25.0		28.72
1982/08	32.50	25.0		28.75
1982/09	32.41	25.0		28.75
1982/10	32.50	25.0		28.75
1982/11	32.50	25.3		28.92
1982/12	32.42	25.0		28.72
1983/01	32.40	25.0		28.71
1983/02	32.43	25.0		28.72
1983/03	29.00	23.0		26.00
1983/04	29.00	23.0		26.00
1983/05	29.00	23.0		26.00
1983/06	29.00	23.0		26.00
1983/07	29.00	23.0		26.00
1983/08	29.00	23.9		26.45
1983/09	29.00	24.0		26.50
1983/10	29.00	24.9		26.99
1983/11	29.00	25.0		27.00
1983/12	29.00	25.0		27.00
1984/01	29.00	25.0		27.00
1984/02	29.00	25.0		27.00
1984/03	29.00	25.0		27.00
1984/04	29.00	25.0		27.00
1984/05	29.00	25.4		27.23
1984/06	29.00	25.5		27.25
1984/07	29.00	25.5		27.25
1984/08	29.00	25.5		27.25
1984/09	29.00	25.5		27.25
1984/10	29.00	25.5		27.25
1984/11	29.05	25.4		27.25
1984/12	29.00	25.5		27.25
1985/01	29.00	25.4		27.25
1985/02	27.75	25.5		26.63
1985/03	27.75	25.5		26.63
1985/04	27.75	25.5		26.63
1985/05	27.75	25.5		26.63
1985/06	26.77	23.9		25.36

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1985/07	26.56	23.1		24.88
1985/08	26.59	23.0		24.84
1985/09	26.54	23.1		24.86
1985/10	26.57	23.1		24.86
1985/11	27.31	22.7		25.04
1985/12	26.14	21.8		23.97
1986/01	21.03	10.5		15.80
1986/02	15.07	13.2		14.15
1986/03	11.61	9.2		10.44
1986/04	11.78	8.9		10.38
1986/05	12.60	8.9		10.75
1986/06	11.08	8.8		9.95
1986/07	10.23	7.7		8.99
1986/08	13.23	10.2		11.72
1986/09	13.57	10.5		12.06
1986/10	13.43	10.5		11.98
1986/11	13.70	10.6		12.19
1986/12	15.52	12.1		13.85
1987/01	16.92	13.7		15.34
1987/02	16.11	13.8		14.96
1987/03	17.73	15.1		16.42
1987/04	17.89	15.8		16.87
1987/05	18.14	16.5		17.33
1987/06	18.49	16.6		17.56
1987/07	19.34	17.1		18.27
1987/08	17.97	17.3		17.68
1987/09	17.73	15.3		16.56
1987/10	17.83	15.2		16.55
1987/11	16.82	13.8		15.35
1987/12	15.31	11.7		13.51
1988/01	15.22	11.8		13.55
1988/02	14.46	11.0		12.77
1988/03	14.44	11.3		12.92
1988/04	15.55	12.7		14.16
1988/05	15.33	12.6	16.40	14.79
1988/06	13.88	11.2	15.31	13.49

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1988/07	13.71	11.1	15.03	13.30
1988/08	13.30	11.1	14.55	12.99
1988/09	12.15	10.0	13.26	11.81
1988/10	11.20	8.7	12.47	10.79
1988/11	11.55	9.6	12.92	11.37
1988/12	13.63	10.9	15.45	13.33
1989/01	15.36	12.1	16.92	14.82
1989/02	16.09	12.6	17.28	15.32
1989/03	17.42	14.0	18.97	16.82
1989/04	18.75	15.3	20.80	18.29
1989/05	17.11	14.9	19.65	17.22
1989/06	17.18	14.6	19.12	16.98
1989/07	16.68	14.3	18.37	16.47
1989/08	16.34	13.9	17.51	15.92
1989/09	16.85	14.4	18.16	16.48
1989/10	17.46	14.9	18.69	17.03
1989/11	17.53	15.1	18.78	17.15
1989/12	19.02	15.8	20.52	18.47
1990/01	18.90	14.9	20.61	18.15
1990/02	18.47	13.8	20.07	17.47
1990/03	16.75	12.2	19.51	16.18
1990/04	14.92	10.9	16.49	14.12
1990/05	14.59	10.4	16.05	13.70
1990/06	13.69	9.8	15.20	12.91
1990/07	16.60	13.2	17.89	15.90
1990/08	26.49	20.8	28.49	25.27
1990/09	33.99	26.2	35.66	31.97
1990/10	33.32	25.4	34.11	30.97
1990/11	29.83	23.6	31.22	28.22
1990/12	25.18	19.4	26.03	23.54
1991/01	20.30	13.8	22.02	18.71
1991/02	16.33	10.8	18.51	15.23
1991/03	16.75	11.3	18.46	15.53
1991/04	17.90	12.0	19.89	16.62
1991/05	17.62	11.9	19.57	16.39
1991/06	17.28	11.9	18.82	16.01

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1991/07	18.15	12.8	20.06	17.02
1991/08	18.38	12.7	20.61	17.24
1991/09	19.26	13.3	21.18	17.93
1991/10	20.37	14.0	22.38	18.95
1991/11	18.96	11.6	20.77	17.12
1991/12	16.16	10.0	18.26	14.83
1992/01	15.90	10.0	17.72	14.57
1992/02	15.99	10.2	17.78	14.66
1992/03	16.45	10.9	18.31	15.23
1992/04	17.67	12.2	19.42	16.45
1992/05	18.73	13.8	20.54	17.72
1992/06	19.64	14.7	21.36	18.57
1992/07	19.39	14.6	20.56	18.21
1992/08	18.86	14.5	20.12	17.86
1992/09	19.35	15.0	20.55	18.30
1992/10	19.06	15.0	20.39	18.17
1992/11	18.07	13.5	19.35	16.97
1992/12	16.95	12.0	18.46	15.80
1993/01	16.54	11.8	18.07	15.47
1993/02	17.33	12.5	19.18	16.34
1993/03	17.65	12.8	19.15	16.54
1993/04	17.68	12.8	19.18	16.58
1993/05	17.12	12.2	18.94	16.09
1993/06	16.23	11.1	17.81	15.05
1993/07	15.23	11.0	16.68	14.31
1993/08	15.19	11.1	16.76	14.37
1993/09	15.20	11.2	16.29	14.26
1993/10	15.37	11.2	16.78	14.46
1993/11	13.73	9.7	15.04	12.83
1993/12	12.52	9.1	13.49	11.70
1994/01	13.36	10.2	14.40	12.66
1994/02	12.95	9.9	13.78	12.23
1994/03	13.19	10.3	14.01	12.50
1994/04	14.86	11.9	15.84	14.21
1994/05	16.05	12.8	17.05	15.31
1994/06	16.81	14.0	17.65	16.16

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1994/07	17.45	14.5	18.36	16.78
1994/08	16.29	12.7	17.07	15.37
1994/09	16.10	12.5	16.34	14.99
1994/10	16.12	13.8	16.83	15.59
1994/11	16.93	14.1	17.18	16.07
1994/12	15.96	13.8	16.35	15.38
1995/01	16.67	14.2	17.01	15.99
1995/02	17.20	14.8	17.40	16.47
1995/03	17.07	15.1	17.41	16.53
1995/04	18.45	16.0	19.01	17.83
1995/05	18.02	16.0	18.95	17.67
1995/06	16.90	14.6	17.78	16.43
1995/07	15.65	13.2	16.40	15.10
1995/08	16.00	13.4	16.73	15.39
1995/09	16.24	13.3	16.98	15.53
1995/10	15.68	12.9	16.62	15.10
1995/11	16.28	13.5	17.36	15.74
1995/12	17.28	15.1	18.45	16.95
1996/01	17.40	14.6	18.41	16.82
1996/02	17.36	15.1	18.35	16.94
1996/03	20.02	16.6	20.59	19.10
1996/04	20.34	17.4	21.98	19.93
1996/05	18.47	16.0	20.17	18.24
1996/06	18.45	15.5	19.46	17.82
1996/07	19.11	15.9	20.41	18.50
1996/08	19.69	17.1	21.31	19.38
1996/09	21.88	19.3	23.42	21.54
1996/10	22.87	20.5	24.74	22.72
1996/11	21.92	18.9	23.46	21.43
1996/12	23.35	19.3	24.88	22.52
1997/01	23.13	18.0	24.73	21.97
1997/02	20.10	15.7	22.21	19.34
1997/03	18.45	14.4	19.75	17.56
1997/04	16.92	14.2	18.35	16.51
1997/05	18.14	14.8	19.35	17.44
1997/06	17.30	13.8	17.75	16.28

ANEXO B

Precio Petróleo Crudo				
	ITSMO	MAYA	OLMECA	PROMEDIO
PERIODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio (Dólares por Barril)
1997/07	17.20	14.1	18.35	16.57
1997/08	17.53	14.8	18.67	17.01
1997/09	17.75	14.7	18.70	17.07
1997/10	18.89	15.7	20.04	18.21
1997/11	17.91	14.3	19.02	17.08
1997/12	16.25	11.4	17.27	14.99
1998/01	14.46	9.7	15.54	13.24
1998/02	13.30	8.8	14.59	12.26
1998/03	12.39	7.6	13.50	11.19
1998/04	12.17	9.1	13.80	11.70
1998/05	12.73	9.0	14.10	11.97
1998/06	11.75	8.3	12.47	10.84
1998/07	11.49	8.8	12.69	10.99
1998/08	11.48	8.2	12.23	10.65
1998/09	12.49	9.4	13.79	11.92
1998/10	11.42	9.1	13.07	11.21
1998/11	10.13	7.8	11.62	9.87
1998/12	9.54	6.3	10.32	8.74
1999/01	10.00	7.4	11.13	9.52
1999/02	9.39	7.1	10.40	8.97
1999/03	11.48	9.8	12.67	11.34
1999/04	14.40	12.3	15.67	14.14
1999/05	15.54	12.2	15.94	14.57
1999/06	15.77	13.0	15.97	14.94
1999/07	17.85	15.3	18.65	17.27
1999/08	19.55	17.4	20.29	19.09
1999/09	21.69	19.0	22.74	21.17
1999/10	21.27	18.4	21.96	20.55
1999/11	23.96	19.9	24.69	22.87
1999/12	24.35	20.0	25.48	23.31
2000/01	24.53	21.5	26.05	24.04
2000/02	27.64	23.6	28.90	26.73
2000/03	27.15	22.6	28.36	26.04
2000/04	23.86	20.4	24.61	22.97
2000/05	27.36	23.5	28.69	26.54
2000/06	28.91	24.8	30.58	28.10
2000/07	28.24	22.5	28.35	26.37
2000/08	30.39	25.1	32.16	29.24

ANEXO B

PRECIO GAS			
PERIODO	VALERO	TETCO	PROMEDIO
Ago-93	2.03	2.05	2.04
Sep-93	2.22	2.29	2.26
Oct-93	1.86	1.97	1.91
Nov-93	1.97	2.08	2.03
Dic-93	1.82	1.86	1.84
Ene-94	1.91	1.95	1.93
Feb-94	2.00	2.20	2.10
Mar-94	2.09	2.18	2.14
Abr-94	1.84	1.88	1.86
May-94	1.89	1.98	1.93
Jun-94	1.65	1.74	1.69
Jul-94	1.84	1.87	1.86
Ago-94	1.64	1.70	1.67
Sep-94	1.39	1.41	1.40
Oct-94	1.30	1.35	1.33
Nov-94	1.56	1.60	1.58
Dic-94	1.57	1.61	1.59
Ene-95	1.44	1.52	1.48
Feb-95	1.26	1.32	1.29
Mar-95	1.28	1.36	1.32
Abr-95	1.39	1.48	1.43
May-95	1.23	1.29	1.26
Jun-95	1.53	1.62	1.58
Jul-95	1.35	1.40	1.38
Ago-95	1.27	1.30	1.28
Sep-95	1.43	1.48	1.46
Oct-95	1.51	1.57	1.54
Nov-95	1.63	1.71	1.67
Dic-95	1.97	2.09	2.03
Ene-96	2.03	2.09	2.06
Feb-96	1.78	1.79	1.78
Mar-96	1.90	1.96	1.93
Abr-96	2.17	2.22	2.19
May-96	2.07	2.13	2.10
Jun-96	2.19	2.26	2.22
Jul-96	2.36	2.52	2.44
Ago-96	2.14	2.18	2.16
Sep-96	1.74	1.69	1.72
Oct-96	1.74	1.77	1.76
Nov-96	2.60	2.71	2.65
Dic-96	3.56	3.69	3.62

ANEXO B

PRECIO GAS			
PERIODO	VALERO	TETCO	PROMEDIO
Ene-97	3 71	3.75	3.73
Feb-97	2 59	2.67	2.63
Mar-97	1.60	1.63	1.62
Abr-97	1 70	1.76	1.73
May-97	1 96	2 03	2.00
Jun-97	2.17	2.21	2.19
Jul-97	2 03	2 07	2.05
Ago-97	2.07	2.10	2.09
Sep-97	2 38	2.44	2.41
Oct-97	3.00	2.96	2.98
Nov-97	3 15	3 16	3.16
Dic-97	2.31	2.33	2.32
Ene-98	2 10	2.16	2.13
Feb-98	1 88	1 92	1.90
Mar-98	2 11	2 15	2.13
Abr-98	2 18	2.21	2.20
May-98	2 17	2.19	2.18
Jun-98	1 93	1.95	1.94
Jul-98	2 25	2.28	2.27
Ago-98	1.84	1 85	1.85
Sep-98	1 53	1 52	1.53
Oct-98	1 88	1 94	1.91
Nov-98	1 85	1 92	1.89
Dic-98	1 96	2.02	1.99
Ene-99	1 64	1 69	1.67
Feb-99	1 63	1.74	1.69
Mar-99	1.53	1.56	1.55
Abr-99	1 74	1 81	1.78
May-99	2 20	2.28	2.24
Jun-99	2 10	2 14	2.12
Jul-99	2 14	2.18	2.16
Ago-99	2 46	2 52	2.49
Sep-99	2 75	2 80	2.78
Oct-99	2 75	2 80	2.78
Nov-99	2 86	2 93	2.90
Dic-99	1 97	2 02	2.00

ANEXO B

PRECIO GAS			
PERIODO	VALERO	TETCO	PROMEDIO
Ene-00	2.20	2.26	2.23
Feb-00	2.43	2.52	2.48
Mar-00	2.44	2.52	2.48
Abr-00	2.73	2.78	2.76
May-00	2.91	2.98	2.95
Jun-00	4.17	4.25	4.21
Jul-00	4.20	4.23	4.21
Ago-00	3.72	3.69	3.71
Sep-00	4.44	4.46	4.45
Oct-00	5.08	5.13	5.11

**ANEXO B
PARIDAD**

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)
85-7	0.3563	88-7	2.3300
85-8	0.3381	88-8	2.3300
85-9	0.3690	88-9	2.3300
85-10	0.4043	88-10	2.3300
85-11	0.4893	88-11	2.3300
85-12	0.4657	88-12	2.3300
86-1	0.4496	89-1	2.3470
86-2	0.4702	89-2	2.3751
86-3	0.4791	89-3	2.4044
86-4	0.5049	89-4	2.4350
86-5	0.5362	89-5	2.4654
86-6	0.6314	89-6	2.4961
86-7	0.6370	89-7	2.5265
86-8	0.6847	89-8	2.5576
86-9	0.7858	89-9	2.5881
86-10	0.8004	89-10	2.6185
86-11	0.8518	89-11	2.6489
86-12	0.9003	89-12	2.6793
87-1	0.9567	90-1	2.7105
87-2	1.0217	90-2	2.7400
87-3	1.0923	90-3	2.7695
87-4	1.1598	90-4	2.7998
87-5	1.2357	90-5	2.8305
87-6	1.3179	90-6	2.8572
87-7	1.3891	90-7	2.8805
87-8	1.4593	90-8	2.8979
87-9	1.5351	90-9	2.9077
87-10	1.6106	90-10	2.9212
87-11	1.9505	90-11	2.9415
87-12	2.2739	90-12	2.9543
88-1	2.2632	91-1	2.9668
88-2	2.3020	91-2	2.9786
88-3	2.3300	91-3	2.9903
88-4	2.3300	91-4	3.0026
88-5	2.3300	91-5	3.0148
88-6	2.3300	91-6	3.0270

**ANEXO B
PARIDAD**

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)
91-7	3.0392	94-7	3.4087
91-8	3.0516	94-8	3.4211
91-9	3.0638	94-9	3.4336
91-10	3.0761	94-10	3.4457
91-11	3.0872	94-11	3.4583
91-12	3.0932	94-12	3.5499
92-1	3.1026	95-1	6.2000
92-2	3.1082	95-2	6.2000
92-3	3.1146	95-3	6.8000
92-4	3.1206	95-4	6.1000
92-5	3.1264	95-5	6.2000
92-6	3.1328	95-6	6.2800
92-7	3.1390	95-7	6.2000
92-8	3.1452	95-8	6.3000
92-9	3.1512	95-9	6.4000
92-10	3.1592	95-10	7.2000
92-11	3.1716	95-11	7.6000
92-12	3.1718	95-12	7.7500
93-1	3.1910	96-1	7.4500
93-2	3.2019	96-2	7.6500
93-3	3.2139	96-3	7.5500
93-4	3.2269	96-4	7.4600
93-5	3.2387	96-5	7.4200
93-6	3.2505	96-6	7.6000
93-7	3.2628	96-7	7.6300
93-8	3.2752	96-8	7.6100
93-9	3.2876	96-9	7.5600
93-10	3.2996	96-10	8.0500
93-11	3.3121	96-11	7.8900
93-12	3.3239	96-12	7.8900
94-1	3.3365	97-1	7.8500
94-2	3.3480	97-2	8.0000
94-3	3.3594	97-3	7.9800
94-4	3.3726	97-4	7.9800
94-5	3.3846	97-5	7.9300
94-6	3.3967	97-6	7.9700

**ANEXO B
PARIDAD**

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)
97-7	7.8300	00-7	9.5000
97-8	7.8500	00-8	9.3500
97-9	7.8200	00-9	9.5500
97-10	8.6000		
97-11	8.3500		
97-12	8.1500		
98-1	8.6000		
98-2	8.7000		
98-3	8.6000		
98-4	8.6000		
98-5	8.9000		
98-6	9.1000		
98-7	9.0000		
98-8	10.1000		
98-9	10.3500		
98-10	10.1500		
98-11	10.1000		
98-12	9.9500		
99-1	10.3000		
99-2	10.1000		
99-3	9.6500		
99-4	9.4500		
99-5	9.9000		
99-6	9.5500		
99-7	9.5500		
99-8	9.5000		
99-9	9.5000		
99-10	9.7500		
99-11	9.5300		
99-12	9.6000		
00-1	9.8000		
00-2	9.5000		
00-3	9.4000		
00-4	9.5000		
00-5	9.6000		
00-6	9.9500		

ANEXO B
TASAS DE INTERÉS INTERNACIONALES

AÑO	MES	TASA LIBOR	TASA PRIME
1983	ENERO	9.44	11.5
	FEBRERO	9.31	11.45
	MARZO	9.25	11
	ABRIL	9.5	11
	MAYO	10.31	11.55
	JUNIO	10.63	10.5
	JULIO	10.56	10.5
	AGOSTO	9.94	10.89
	SEPTIEMBRE	9.75	11
	OCTUBRE	9.69	11
	NOVIEMBRE	9.94	11
	DICIEMBRE	9.75	11
1984	ENERO	9.75	11
	FEBRERO	10.19	11
	MARZO	10.19	11.5
	ABRIL	10	12
	MAYO	10.5	12.5
	JUNIO	11.69	13
	JULIO	11.88	13
	AGOSTO	11.63	13
	SEPTIEMBRE	11.5	12.75
	OCTUBRE	10.38	12.5
	NOVIEMBRE	9.75	11.25
	DICIEMBRE	8.75	10.75
1985	ENERO	8.5	10.5
	FEBRERO	8.31	10.5
	MARZO	9.56	10.5
	ABRIL	9.13	10.5
	MAYO	7.88	10
	JUNIO	7.81	9.5
	JULIO	8.31	9.5
	AGOSTO	8.06	9.5
	SEPTIEMBRE	8.25	9.5
	OCTUBRE	8.13	9.5
	NOVIEMBRE	8.19	9.5
	DICIEMBRE	8.06	9.5

ANEXO B
TASAS DE INTERÉS INTERNACIONALES

AÑO	MES	TASA LIBOR	TASA PRIME
1986	ENERO	8.06	9.5
	FEBRERO	7.94	9.5
	MARZO	7.44	9
	ABRIL	6.88	8.5
	MAYO	7.13	8.5
	JUNIO	6.88	8.5
	JULIO	6.5	8
	AGOSTO	5.81	7.5
	SEPTIEMBRE	6.13	7.5
	OCTUBRE	5.94	7.5
	NOVIEMBRE	6.13	7.5
	DICIEMBRE	6.31	7.5
1987	ENERO	6.25	7.5
	FEBRERO	6.44	7.5
	MARZO	6.56	7.5
	ABRIL	7.13	7.75
	MAYO	7.38	8.25
	JUNIO	7.19	8.25
	JULIO	7	8.25
	AGOSTO	7.19	8.25
	SEPTIEMBRE	8.38	8.75
	OCTUBRE	7.63	9
	NOVIEMBRE	8	8.75
	DICIEMBRE	8.13	8.75
1988	ENERO	7	8.75
	FEBRERO	6.81	8.5
	MARZO	6.88	8.5
	ABRIL	7.31	8.5
	MAYO	7.63	9
	JUNIO	7.81	9
	JULIO	8.44	9.5
	AGOSTO	8.56	10
	SEPTIEMBRE	8.63	10
	OCTUBRE	8.63	10
	NOVIEMBRE	8.63	10
	DICIEMBRE	9.31	10.5
1989	ENERO	9.38	10.5
	FEBRERO	10.31	11.5
	MARZO	10.31	11.5
	ABRIL	9.94	11.5
	MAYO	9.56	11.5
	JUNIO	9.31	11
	JULIO	8.56	10.5
	AGOSTO	9	10.5
	SEPTIEMBRE	9.18	10.5
	OCTUBRE	8.68	10.5
	NOVIEMBRE	8.5	10.5
	DICIEMBRE	8.37	10.5

ANEXO B
TASAS DE INTERÉS INTERNACIONALES

AÑO	MES	TASA LIBOR	TASA PRIME
1990	ENERO	8.37	10
	FEBRERO	8.37	10
	MARZO	8.5	10
	ABRIL	8.75	10
	MAYO	8.37	10
	JUNIO	8.3	10
	JULIO	7.98	10
	AGOSTO	8.05	10
	SEPTIEMBRE	8.31	10
	OCTUBRE	7.8	10
	NOVIEMBRE	8.43	10
	DICIEMBRE	7.56	9.5
1991	ENERO	7.06	9.5
	FEBRERO	6.88	9
	MARZO	6.56	9
	ABRIL	6.18	9
	MAYO	6.06	8.5
	JUNIO	6.25	8.5
	JULIO	6.06	8.5
	AGOSTO	5.68	8.5
	SEPTIEMBRE	5.62	8.5
	OCTUBRE	5.63	8
	NOVIEMBRE	5	7.5
	DICIEMBRE	4.31	6.5
1992	ENERO	4.19	6.5
	FEBRERO	4.25	6.5
	MARZO	4.25	6.5
	ABRIL	4.06	6.5
	MAYO	4.06	6.5
	JUNIO	3.94	6.5
	JULIO	3.94	6
	AGOSTO	3.5	6
	SEPTIEMBRE	3.19	6
	OCTUBRE	3.05	6
	NOVIEMBRE	4.24	6
	DICIEMBRE	3.31	6
1993	ENERO	3.25	6
	FEBRERO	3.19	6
	MARZO	3.19	6
	ABRIL	3.13	6
	MAYO	3.25	6
	JUNIO	3.19	6
	JULIO	3.31	6
	AGOSTO	3.25	6
	SEPTIEMBRE	3.38	6
	OCTUBRE	3.19	6
	NOVIEMBRE	3.5	6
	DICIEMBRE	3.38	6

ANEXO B
TASAS DE INTERÉS INTERNACIONALES

AÑO	MES	TASA LIBOR	TASA PRIME
1994	ENERO	3.25	6
	FEBRERO	3.75	6
	MARZO	3.88	6 25
	ABRIL	4	6 75
	MAYO	5 06	7.25
	JUNIO	5.2	7.25
	JULIO	5.61	7.25
	AGOSTO	5 56	7.75
	SEPTIEMBRE	5 5	7.75
	OCTUBRE	5.63	7.75
	NOVIEMBRE	6.25	8.5
	DICIEMBRE	6 5	8.5
1995	ENERO	6.31	8.5
	FEBRERO	6.25	9
	MARZO	6.25	9
	ABRIL	6.19	9
	MAYO	6.06	9
	JUNIO	6.06	9
	JULIO	5 87	8 75
	AGOSTO	5.88	8 75
	SEPTIEMBRE	5.95	8.75
	OCTUBRE	5.94	8.75
	NOVIEMBRE	5.88	8.75
	DICIEMBRE	5.63	8 66
1996	ENERO	5.37	8 5
	FEBRERO	5.3	8.25
	MARZO	5.47	8.25
	ABRIL	5.48	8 25
	MAYO	5.5	8 25
	JUNIO	5.58	8 25
	JULIO	5 67	8 25
	AGOSTO	5 56	8 25
	SEPTIEMBRE	5 62	8 25
	OCTUBRE	5 5	8.25
	NOVIEMBRE	5 5	8.25
	DICIEMBRE	5 56	8 25
1997	ENERO	5 56	8 25
	FEBRERO	5 54	8 25
	MARZO	5 77	8 5
	ABRIL	5 82	8 5
	MAYO	5 81	8 5
	JUNIO	5 78	8 5
	JULIO	5 72	8 5
	AGOSTO	5 72	8 5
	SEPTIEMBRE	5 77	8 5
	OCTUBRE	5 75	8 5
	NOVIEMBRE	5 9	8 5
	DICIEMBRE	5 31	8 5

ANEXO B
TASAS DE INTERÉS INTERNACIONALES

AÑO	MES	TASA LIBOR	TASA PRIME
1998	ENERO	5.63	8.5
	FEBRERO	5.68	8.5
	MARZO	5.71	8.5
	ABRIL	5.72	8.5
	MAYO	5.69	8.5
	JUNIO	5.72	8.5
	JULIO	5.69	8.5
	AGOSTO	5.63	8.5
	SEPTIEMBRE	5.31	8.5
	OCTUBRE	5.22	8
	NOVIEMBRE	5.28	7.75
	DICIEMBRE	5.07	7.75
1999	ENERO	4.97	7.75
	FEBRERO	5.03	7.75
	MARZO	5	7.75
	ABRIL		
	MAYO		
	JUNIO		
	JULIO		
	AGOSTO		
	SEPTIEMBRE		
	OCTUBRE		
	NOVIEMBRE		
	DICIEMBRE		
2000	ENERO		
	FEBRERO		
	MARZO		
	ABRIL		
	MAYO		
	JUNIO		
	JULIO		
	AGOSTO		
	SEPTIEMBRE		
	OCTUBRE		
	NOVIEMBRE		
	DICIEMBRE		
2001	ENERO		
	FEBRERO		
	MARZO		
	ABRIL		
	MAYO		
	JUNIO		
	JULIO		
	AGOSTO		
	SEPTIEMBRE		
	OCTUBRE		
	NOVIEMBRE		
	DICIEMBRE		

ANEXO C

TÉCNICAS DE PRONÓSTICO.

Los pronósticos son un componente esencial para que cualquier sistema de inventarios tenga éxito. Otros ejemplos en donde los pronósticos juegan un papel importante en la industria, incluyen comercialización, planeación financiera y producción.

Se debe insistir que un pronóstico, no es un producto final, sino que debe utilizarse como una herramienta en la toma de decisiones. Para obtener pronósticos se pueden emplear técnicas cualitativas y cuantitativas.

Si se emplean técnicas cualitativas, el pronóstico es casi siempre el resultado de expresiones de juicio u opiniones personales de uno o más expertos, y se les conoce como técnicas subjetivas.

TÉCNICAS SUBJETIVAS.

Como se mencionó, las técnicas subjetivas se basan en el juicio personal y pueden hacer uso de la intuición, la experiencia, así como de la opinión de un experto. Una técnica que se usa con frecuencia, consiste en reunir un grupo de expertos que interactúan y producen un pronóstico por consenso (técnica del grupo de expertos).

El método Delphi es una técnica subjetiva bastante importante, esta técnica considera la opinión de un grupo de expertos no reunidos. Además de este grupo de expertos, se utilizan uno o más tomadores de decisiones que son los responsables del pronóstico. Finalmente se tiene personal que realiza las tareas asociadas con el método, estas tareas incluyen la elaboración de cuestionarios y el análisis de los resultados.

El método Delphi funciona de la siguiente manera:

1. Se elabora un cuestionario, el cual se hace llegar todos los expertos y se analizan los resultados.
2. Con base en los resultados, se desarrolla y envía un segundo cuestionario, los expertos lo contestan y lo regresan para su análisis.
3. Con los resultados de los dos cuestionarios, así como de su experiencia, los tomadores de decisiones obtienen un pronóstico.

El éxito del método Delphi radica en la calidad del diseño de los cuestionarios. En algunas ocasiones se pueden realizar más de dos iteraciones si es necesario, esta situación se presenta cuando aparece una divergencia tal de los primeros cuestionarios, que justifica una iteración más.

Existen otras técnicas de amplia difusión y aceptación como la de la proposición de Escenarios, los cuales son planteados y discutidos por expertos.

SERIES DE TIEMPO.

Una serie de tiempo es la representación de los resultados de la variable aleatoria de interés durante un período fijo y registrados en intervalos del mismo tamaño.

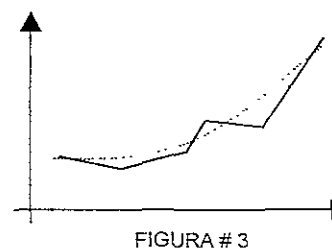
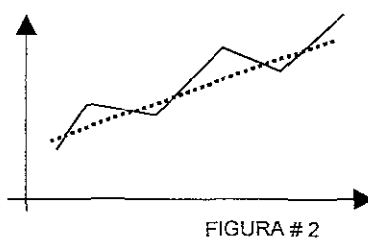
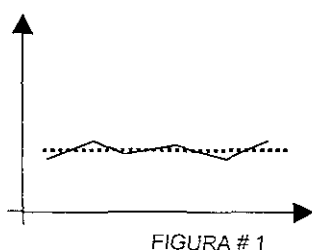
El comportamiento en general de la serie de tiempo es más representativo en forma gráfica.

Un procedimiento razonable para realizar pronósticos es utilizar los datos históricos representados por la serie de tiempo. Si los datos pasados indican lo que se puede esperar en el futuro es posible formular un modelo matemático que represente el proceso.

Si se conoce el modelo es factible obtener pronósticos, si no, entonces los datos del pasado pueden proponer alguna forma del modelo matemático.

En la realidad, la forma exacta del modelo que propone la serie de tiempo no se conoce. Entonces, se elige un modelo de acuerdo a la gráfica de los resultados de la serie de tiempo durante un período.

Enseguida, se muestran varios patrones comunes de las series de tiempo:



Existe una amplia variedad de representaciones, pero éstas son muy útiles.

La figura #1, muestra una serie de tiempo que se puede observar si el proceso que la genera se representa por un nivel constante.

La figura # 2 muestra una serie de tiempo que se puede observar si el proceso que la genera se representa por una tendencia lineal.

La figura # 3 muestra una serie de tiempo que se puede observar si el proceso que la genera se representa por un nivel constante de efectos estacionales.

TÉCNICAS DE PRONÓSTICO PARA MODELOS DE NIVEL CONSTANTE.

Supóngase que el proceso generador de la serie de tiempo se identifica como un modelo de nivel constante, es decir, como el de la figura # 1 esta representación se puede caracterizar por la siguiente relación:

$$X_t = A + e_t$$

En esta expresión:

X_t : es la variable aleatoria observada en el tiempo t .

A : es el valor constante del modelo.

e_t : es el error aleatorio que ocurre en el tiempo t (que con frecuencia se supone que tiene un valor esperado igual a cero y una varianza constante).

Las siguientes, son cuatro técnicas que se usan mucho en la práctica.

- a. Procedimiento de pronóstico de último valor. Sea X_t el valor que toma la variable X_t . Este procedimiento consiste en suponer que el pronóstico del valor de la serie de tiempo observado en el tiempo t , es X_t :

$$F_{t+1} = X_t$$

Este procedimiento tiene la desventaja de ser impreciso, su varianza es grande debido a que se basa en una muestra de tamaño 1.

- b. Procedimiento de pronóstico por promedio. El pronóstico para el tiempo $(t+1)$, es decir F_{t+1} es igual al promedio de las observaciones hasta el tiempo t .

$$F_{t+1} = \sum (X_t / t)$$

Esta estimación es ideal si el proceso es muy estable, esto es, si las suposiciones del modelo son correctas.

El modelo es $X_t = A + e_t$ y las suposiciones ya se mencionaron.

Este procedimiento resulta ser demasiado fastidioso cuando se usa una gran cantidad de datos, además no existe seguridad en el resultado si los datos son muy antiguos; ya que existe duda sobre la permanencia del modelo en un período demasiado largo.

- c. Procedimiento de pronóstico por promedios móviles

Este procedimiento utiliza solamente los datos de los últimos n períodos. Y el modelo es semejante al del inciso anterior empleando solamente los últimos $t-n+1$ períodos.

Este estimador combina las ventajas de los procedimientos anteriores al usar sólo los datos recientes. Una desventaja de este procedimiento es que da el mismo peso a la observación X_{t-n+1} que sobre X_t e intuitivamente se esperaría que un buen procedimiento diera mayor peso a la observación más reciente.

- d. Procedimiento de pronóstico por suavizamiento exponencial. Con este procedimiento se le da mayor peso a las observaciones más recientes

$$F_t = \alpha X_t + (1 - \alpha) F_{t-1}$$

Donde:

α : es la constante de suavizamiento con un valor comprendido entre 0 y 1. El valor elegido para α , determina la acentuación que se pone en los datos más recientes.

X_t : es el valor que toma la variable aleatoria X_t en el tiempo t .

F_t : es el pronóstico del valor de la serie de tiempo en el tiempo t .

Nótese que la técnica de suavizamiento exponencial representa una relación recursiva y se puede expresar de manera alternativa como:

$$F_{t+1} = \alpha X_t + \alpha (1 - \alpha) x_{t-1} + \alpha (1 - \alpha)^2 x_{t-2} + \alpha (1 - \alpha)^3 x_{t-3} + \dots$$

En esta forma es claro que el suavizamiento exponencial da el mayor peso a X_t y pesos decrecientes a las observaciones anteriores.

La primera forma muestra que el cálculo del pronóstico es sencillo, ya que no se tienen que conservar los datos anteriores al período t . Otra forma para expresar esta técnica está dada por:

$$F_{t+1} = F_t + \alpha (x_t - F_t)$$

Esta forma indica que el Nuevo pronóstico es simplemente el pronóstico previo más el producto del error del pronóstico y el valor de α .

Resulta evidente que de las ecuaciones anteriores que el valor usado para α afecta significativamente el pronóstico. En el caso de datos históricos, un procedimiento para elegir α es hacer una corrida de simulación retrospectiva del proceso, esto es, para un valor fijo de α y con información del pasado, se comparan las cantidades pronosticadas con las observaciones reales, y se elige aquel valor de α que en algún sentido sea óptimo. Es de esperarse que el proceso se comporte en el futuro como lo ha hecho en el pasado.

Otro método de pronóstico, de amplio uso es el de mínimos cuadrados, el que mediante diversas formas es posible emplear en series de tiempo que presentan cierta regularidad lineal, directa o indirecta, mediante el empleo de valores logarítmicos. Este método es ampliamente conocido, así como sus algoritmos de cálculo.

ANEXO D1

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: ITSMO

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1980/01	29.17			1983/01	32.40	32.42	0.02
1980/02	32.00	29.17	2.83	1983/02	32.43	32.40	0.03
1980/03	31.99	32.00	0.01	1983/03	29.00	32.43	3.43
1980/04	31.99	31.99	0.00	1983/04	29.00	29.00	0.00
1980/05	32.66	31.99	0.67	1983/05	29.00	29.00	0.00
1980/06	33.50	32.66	0.84	1983/06	29.00	29.00	0.00
1980/07	34.49	33.50	0.99	1983/07	29.00	29.00	0.00
1980/08	34.49	34.49	0.00	1983/08	29.00	29.00	0.00
1980/09	34.50	34.49	0.01	1983/09	29.00	29.00	0.00
1980/10	34.50	34.50	0.00	1983/10	29.00	29.00	0.00
1980/11	34.50	34.50	0.00	1983/11	29.00	29.00	0.00
1980/12	35.79	34.50	1.29	1983/12	29.00	29.00	0.00
1981/01	38.50	35.79	2.71	1984/01	29.00	29.00	0.00
1981/02	38.50	38.50	0.00	1984/02	29.00	29.00	0.00
1981/03	37.56	38.50	0.94	1984/03	29.00	29.00	0.00
1981/04	38.20	37.56	0.64	1984/04	29.00	29.00	0.00
1981/05	38.33	38.20	0.13	1984/05	29.00	29.00	0.00
1981/06	34.33	38.33	4.00	1984/06	29.00	29.00	0.00
1981/07	37.06	34.33	2.73	1984/07	29.00	29.00	0.00
1981/08	33.98	37.06	3.08	1984/08	29.00	29.00	0.00
1981/09	33.78	33.98	0.20	1984/09	29.00	29.00	0.00
1981/10	33.83	33.78	0.05	1984/10	29.00	29.00	0.00
1981/11	36.46	33.83	2.63	1984/11	29.05	29.00	0.05
1981/12	34.21	36.46	2.25	1984/12	29.00	29.05	0.05
1982/01	34.75	34.21	0.54	1985/01	29.00	29.00	0.00
1982/02	34.90	34.75	0.15	1985/02	27.75	29.00	1.25
1982/03	32.89	34.90	2.01	1985/03	27.75	27.75	0.00
1982/04	32.50	32.89	0.39	1985/04	27.75	27.75	0.00
1982/05	32.50	32.50	0.00	1985/05	27.75	27.75	0.00
1982/06	32.45	32.50	0.05	1985/06	26.77	27.75	0.98
1982/07	32.36	32.45	0.09	1985/07	26.56	26.77	0.21
1982/08	32.50	32.36	0.14	1985/08	26.59	26.56	0.03
1982/09	32.41	32.50	0.09	1985/09	26.54	26.59	0.05
1982/10	32.50	32.41	0.09	1985/10	26.57	26.54	0.03
1982/11	32.50	32.50	0.00	1985/11	27.31	26.57	0.74
1982/12	32.42	32.50	0.08	1985/12	26.14	27.31	1.17

ANEXO D1

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: ITSMO							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1986/01	21.03	26.14	5.11	1989/01	15.36	13.63	1.73
1986/02	15.07	21.03	5.96	1989/02	16.09	15.36	0.73
1986/03	11.61	15.07	3.46	1989/03	17.42	16.09	1.33
1986/04	11.78	11.61	0.17	1989/04	18.75	17.42	1.33
1986/05	12.60	11.78	0.82	1989/05	17.11	18.75	1.64
1986/06	11.08	12.60	1.52	1989/06	17.18	17.11	0.07
1986/07	10.23	11.08	0.85	1989/07	16.68	17.18	0.50
1986/08	13.23	10.23	3.00	1989/08	16.34	16.68	0.34
1986/09	13.57	13.23	0.34	1989/09	16.85	16.34	0.51
1986/10	13.43	13.57	0.14	1989/10	17.46	16.85	0.61
1986/11	13.70	13.43	0.27	1989/11	17.53	17.46	0.07
1986/12	15.52	13.70	1.82	1989/12	19.02	17.53	1.49
1987/01	16.92	15.52	1.40	1990/01	18.90	19.02	0.12
1987/02	16.11	16.92	0.81	1990/02	18.47	18.90	0.43
1987/03	17.73	16.11	1.62	1990/03	16.75	18.47	1.72
1987/04	17.89	17.73	0.16	1990/04	14.92	16.75	1.83
1987/05	18.14	17.89	0.25	1990/05	14.59	14.92	0.33
1987/06	18.49	18.14	0.35	1990/06	13.69	14.59	0.90
1987/07	19.34	18.49	0.85	1990/07	16.60	13.69	2.91
1987/08	17.97	19.34	1.37	1990/08	26.49	16.60	9.89
1987/09	17.73	17.97	0.24	1990/09	33.99	26.49	7.50
1987/10	17.83	17.73	0.10	1990/10	33.32	33.99	0.67
1987/11	16.82	17.83	1.01	1990/11	29.83	33.32	3.49
1987/12	15.31	16.82	1.51	1990/12	25.18	29.83	4.65
1988/01	15.22	15.31	0.09	1991/01	20.30	25.18	4.88
1988/02	14.46	15.22	0.76	1991/02	16.33	20.30	3.97
1988/03	14.44	14.46	0.02	1991/03	16.75	16.33	0.42
1988/04	15.55	14.44	1.11	1991/04	17.90	16.75	1.15
1988/05	15.33	15.55	0.22	1991/05	17.62	17.90	0.28
1988/06	13.88	15.33	1.45	1991/06	17.28	17.62	0.34
1988/07	13.71	13.88	0.17	1991/07	18.15	17.28	0.87
1988/08	13.30	13.71	0.41	1991/08	18.38	18.15	0.23
1988/09	12.15	13.30	1.15	1991/09	19.26	18.38	0.88
1988/10	11.20	12.15	0.95	1991/10	20.37	19.26	1.11
1988/11	11.55	11.20	0.35	1991/11	18.96	20.37	1.41
1988/12	13.63	11.55	2.08	1991/12	16.16	18.96	2.80

ANEXO D1

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: ITSMO

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1992/01	15.90	16.16	0.26	1995/01	16.67	15.96	0.71
1992/02	15.99	15.90	0.09	1995/02	17.20	16.67	0.53
1992/03	16.45	15.99	0.46	1995/03	17.07	17.20	0.13
1992/04	17.67	16.45	1.22	1995/04	18.45	17.07	1.38
1992/05	18.73	17.67	1.06	1995/05	18.02	18.45	0.43
1992/06	19.64	18.73	0.91	1995/06	16.90	18.02	1.12
1992/07	19.39	19.64	0.25	1995/07	15.65	16.90	1.25
1992/08	18.86	19.39	0.53	1995/08	16.00	15.65	0.35
1992/09	19.35	18.86	0.49	1995/09	16.24	16.00	0.24
1992/10	19.06	19.35	0.29	1995/10	15.68	16.24	0.56
1992/11	18.07	19.06	0.99	1995/11	16.28	15.68	0.60
1992/12	16.95	18.07	1.12	1995/12	17.28	16.28	1.00
1993/01	16.54	16.95	0.41	1996/01	17.40	17.28	0.12
1993/02	17.33	16.54	0.79	1996/02	17.36	17.40	0.04
1993/03	17.65	17.33	0.32	1996/03	20.02	17.36	2.66
1993/04	17.68	17.65	0.03	1996/04	20.34	20.02	0.32
1993/05	17.12	17.68	0.56	1996/05	18.47	20.34	1.87
1993/06	16.23	17.12	0.89	1996/06	18.45	18.47	0.02
1993/07	15.23	16.23	1.00	1996/07	19.11	18.45	0.66
1993/08	15.19	15.23	0.04	1996/08	19.69	19.11	0.58
1993/09	15.20	15.19	0.01	1996/09	21.88	19.69	2.19
1993/10	15.37	15.20	0.17	1996/10	22.87	21.88	0.99
1993/11	13.73	15.37	1.64	1996/11	21.92	22.87	0.95
1993/12	12.52	13.73	1.21	1996/12	23.35	21.92	1.43
1994/01	13.36	12.52	0.84	1997/01	23.13	23.35	0.22
1994/02	12.95	13.36	0.41	1997/02	20.10	23.13	3.03
1994/03	13.19	12.95	0.24	1997/03	18.45	20.10	1.65
1994/04	14.86	13.19	1.67	1997/04	16.92	18.45	1.53
1994/05	16.05	14.86	1.19	1997/05	18.14	16.92	1.22
1994/06	16.81	16.05	0.76	1997/06	17.30	18.14	0.84
1994/07	17.45	16.81	0.64	1997/07	17.20	17.30	0.10
1994/08	16.29	17.45	1.16	1997/08	17.53	17.20	0.33
1994/09	16.10	16.29	0.19	1997/09	17.75	17.53	0.22
1994/10	16.12	16.10	0.02	1997/10	18.89	17.75	1.14
1994/11	16.93	16.12	0.81	1997/11	17.91	18.89	0.98
1994/12	15.96	16.93	0.97	1997/12	16.25	17.91	1.66

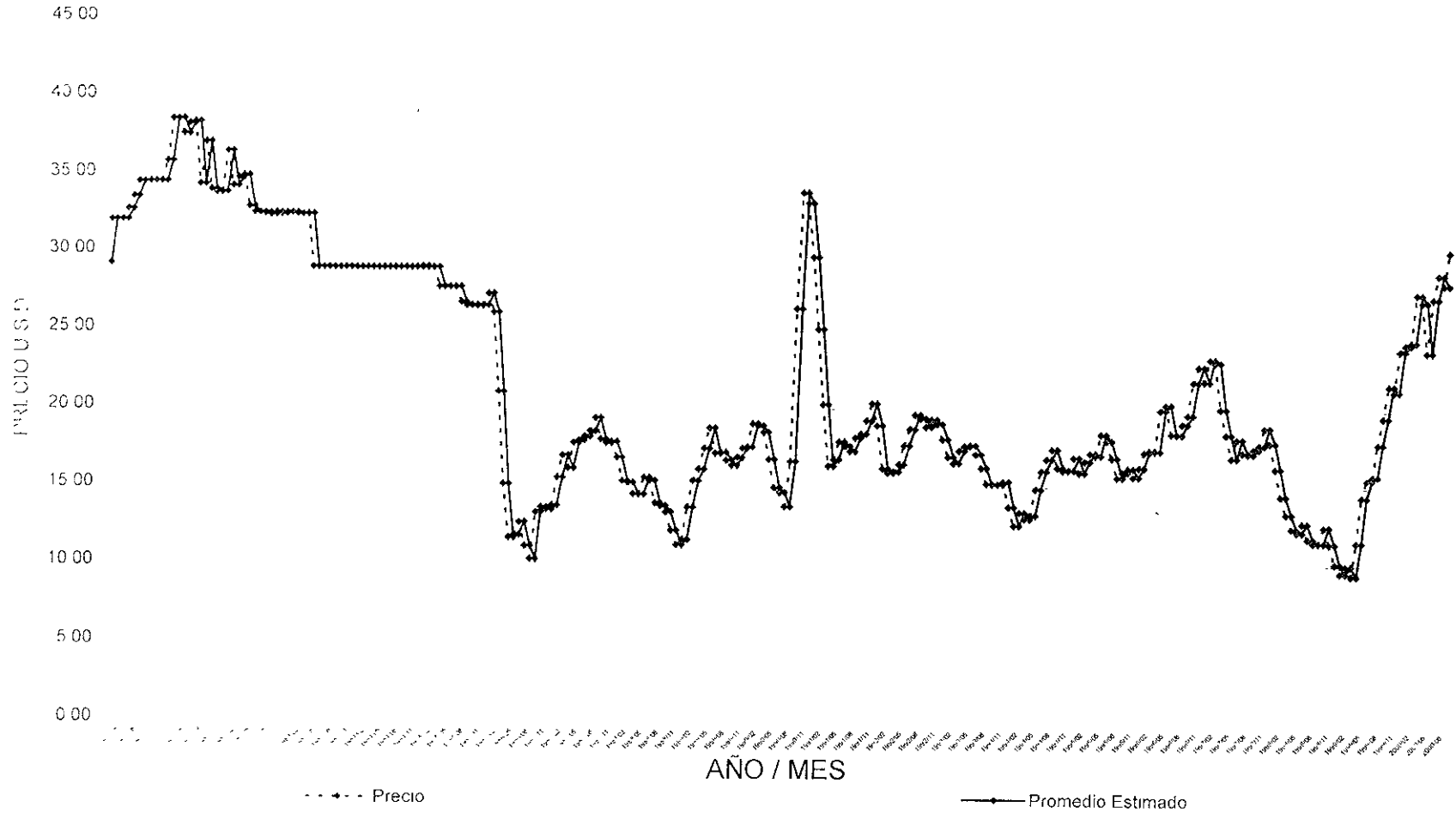
ANEXO D1

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: ITSMO

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1998/01	14.46	16.25	1.79				
1998/02	13.30	14.46	1.16				
1998/03	12.39	13.30	0.91				
1998/04	12.17	12.39	0.22				
1998/05	12.73	12.17	0.56				
1998/06	11.75	12.73	0.98				
1998/07	11.49	11.75	0.26				
1998/08	11.48	11.49	0.01				
1998/09	12.49	11.48	1.01				
1998/10	11.42	12.49	1.07				
1998/11	10.13	11.42	1.29				
1998/12	9.54	10.13	0.59				
1999/01	10.00	9.54	0.46				
1999/02	9.39	10.00	0.61				
1999/03	11.48	9.39	2.09				
1999/04	14.40	11.48	2.92				
1999/05	15.54	14.40	1.14				
1999/06	15.77	15.54	0.23				
1999/07	17.85	15.77	2.08				
1999/08	19.55	17.85	1.70				
1999/09	21.69	19.55	2.14				
1999/10	21.27	21.69	0.42				
1999/11	23.96	21.27	2.69				
1999/12	24.35	23.96	0.39				
2000/01	24.53	24.35	0.18				
2000/02	27.64	24.53	3.11				
2000/03	27.15	27.64	0.49				
2000/04	23.86	27.15	3.29				
2000/05	27.36	23.86	3.50				
2000/06	28.91	27.36	1.55				
2000/07	28.24	28.91	0.67				
2000/08	30.39	28.24	2.15				

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PETRÓLEO CRUDO - TIPO ITSMO



ANEXO D2

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MAYA

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1980/01	25.37			1983/01	25.02	25.01	0.01
1980/02	27.99	25.37	2.62	1983/02	25.01	25.02	0.01
1980/03	28.00	27.99	0.01	1983/03	23.00	25.01	2.01
1980/04	28.00	28.00	0.00	1983/04	23.00	23.00	0.00
1980/05	28.00	28.00	0.00	1983/05	23.00	23.00	0.00
1980/06	28.00	28.00	0.00	1983/06	23.00	23.00	0.00
1980/07	29.00	28.00	1.00	1983/07	23.00	23.00	0.00
1980/08	28.99	29.00	0.01	1983/08	23.90	23.00	0.90
1980/09	29.00	28.99	0.01	1983/09	24.00	23.90	0.10
1980/10	29.00	29.00	0.00	1983/10	24.97	24.00	0.97
1980/11	29.00	29.00	0.00	1983/11	25.00	24.97	0.03
1980/12	30.38	29.00	1.38	1983/12	25.00	25.00	0.00
1981/01	34.49	30.38	4.11	1984/01	25.00	25.00	0.00
1981/02	34.50	34.49	0.01	1984/02	25.00	25.00	0.00
1981/03	35.02	34.50	0.52	1984/03	25.00	25.00	0.00
1981/04	32.24	35.02	2.78	1984/04	25.00	25.00	0.00
1981/05	31.99	32.24	0.25	1984/05	25.46	25.00	0.46
1981/06	28.03	31.99	3.96	1984/06	25.50	25.46	0.04
1981/07	30.19	28.03	2.16	1984/07	25.50	25.50	0.00
1981/08	28.50	30.19	1.69	1984/08	25.50	25.50	0.00
1981/09	28.69	28.50	0.19	1984/09	25.50	25.50	0.00
1981/10	28.61	28.69	0.08	1984/10	25.50	25.50	0.00
1981/11	27.78	28.61	0.83	1984/11	25.45	25.50	0.05
1981/12	29.05	27.78	1.27	1984/12	25.50	25.45	0.05
1982/01	26.81	29.05	2.24	1985/01	25.49	25.50	0.01
1982/02	26.60	26.81	0.21	1985/02	25.50	25.49	0.01
1982/03	25.08	26.60	1.52	1985/03	25.50	25.50	0.00
1982/04	25.00	25.08	0.08	1985/04	25.50	25.50	0.00
1982/05	25.00	25.00	0.00	1985/05	25.50	25.50	0.00
1982/06	25.00	25.00	0.00	1985/06	23.95	25.50	1.55
1982/07	25.07	25.00	0.07	1985/07	23.19	23.95	0.76
1982/08	25.00	25.07	0.07	1985/08	23.08	23.19	0.11
1982/09	25.08	25.00	0.08	1985/09	23.18	23.08	0.10
1982/10	25.00	25.08	0.08	1985/10	23.15	23.18	0.03
1982/11	25.33	25.00	0.33	1985/11	22.77	23.15	0.38
1982/12	25.01	25.33	0.32	1985/12	21.80	22.77	0.97

ANEXO D2

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MAYA							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1986/01	10.56	21.80	11.24	1989/01	12.17	10.90	1.27
1986/02	13.23	10.56	2.67	1989/02	12.60	12.17	0.43
1986/03	9.26	13.23	3.97	1989/03	14.07	12.60	1.47
1986/04	8.98	9.26	0.28	1989/04	15.32	14.07	1.25
1986/05	8.90	8.98	0.08	1989/05	14.91	15.32	0.41
1986/06	8.82	8.90	0.08	1989/06	14.63	14.91	0.28
1986/07	7.75	8.82	1.07	1989/07	14.36	14.63	0.27
1986/08	10.21	7.75	2.46	1989/08	13.91	14.36	0.45
1986/09	10.55	10.21	0.34	1989/09	14.42	13.91	0.51
1986/10	10.53	10.55	0.02	1989/10	14.93	14.42	0.51
1986/11	10.67	10.53	0.14	1989/11	15.14	14.93	0.21
1986/12	12.17	10.67	1.50	1989/12	15.88	15.14	0.74
1987/01	13.75	12.17	1.58	1990/01	14.95	15.88	0.93
1987/02	13.81	13.75	0.06	1990/02	13.86	14.95	1.09
1987/03	15.10	13.81	1.29	1990/03	12.28	13.86	1.58
1987/04	15.85	15.10	0.75	1990/04	10.94	12.28	1.34
1987/05	16.52	15.85	0.67	1990/05	10.47	10.94	0.47
1987/06	16.62	16.52	0.10	1990/06	9.83	10.47	0.64
1987/07	17.19	16.62	0.57	1990/07	13.20	9.83	3.37
1987/08	17.39	17.19	0.20	1990/08	20.84	13.20	7.64
1987/09	15.38	17.39	2.01	1990/09	26.25	20.84	5.41
1987/10	15.27	15.38	0.11	1990/10	25.48	26.25	0.77
1987/11	13.87	15.27	1.40	1990/11	23.60	25.48	1.88
1987/12	11.70	13.87	2.17	1990/12	19.41	23.60	4.19
1988/01	11.87	11.70	0.17	1991/01	13.80	19.41	5.61
1988/02	11.07	11.87	0.80	1991/02	10.85	13.80	2.95
1988/03	11.39	11.07	0.32	1991/03	11.37	10.85	0.52
1988/04	12.76	11.39	1.37	1991/04	12.07	11.37	0.70
1988/05	12.63	12.76	0.13	1991/05	11.99	12.07	0.08
1988/06	11.27	12.63	1.36	1991/06	11.93	11.99	0.06
1988/07	11.17	11.27	0.10	1991/07	12.85	11.93	0.92
1988/08	11.11	11.17	0.06	1991/08	12.72	12.85	0.13
1988/09	10.03	11.11	1.08	1991/09	13.36	12.72	0.64
1988/10	8.70	10.03	1.33	1991/10	14.09	13.36	0.73
1988/11	9.64	8.70	0.94	1991/11	11.64	14.09	2.45
1988/12	10.90	9.64	1.26	1991/12	10.08	11.64	1.56

ANEXO D2

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MAYA

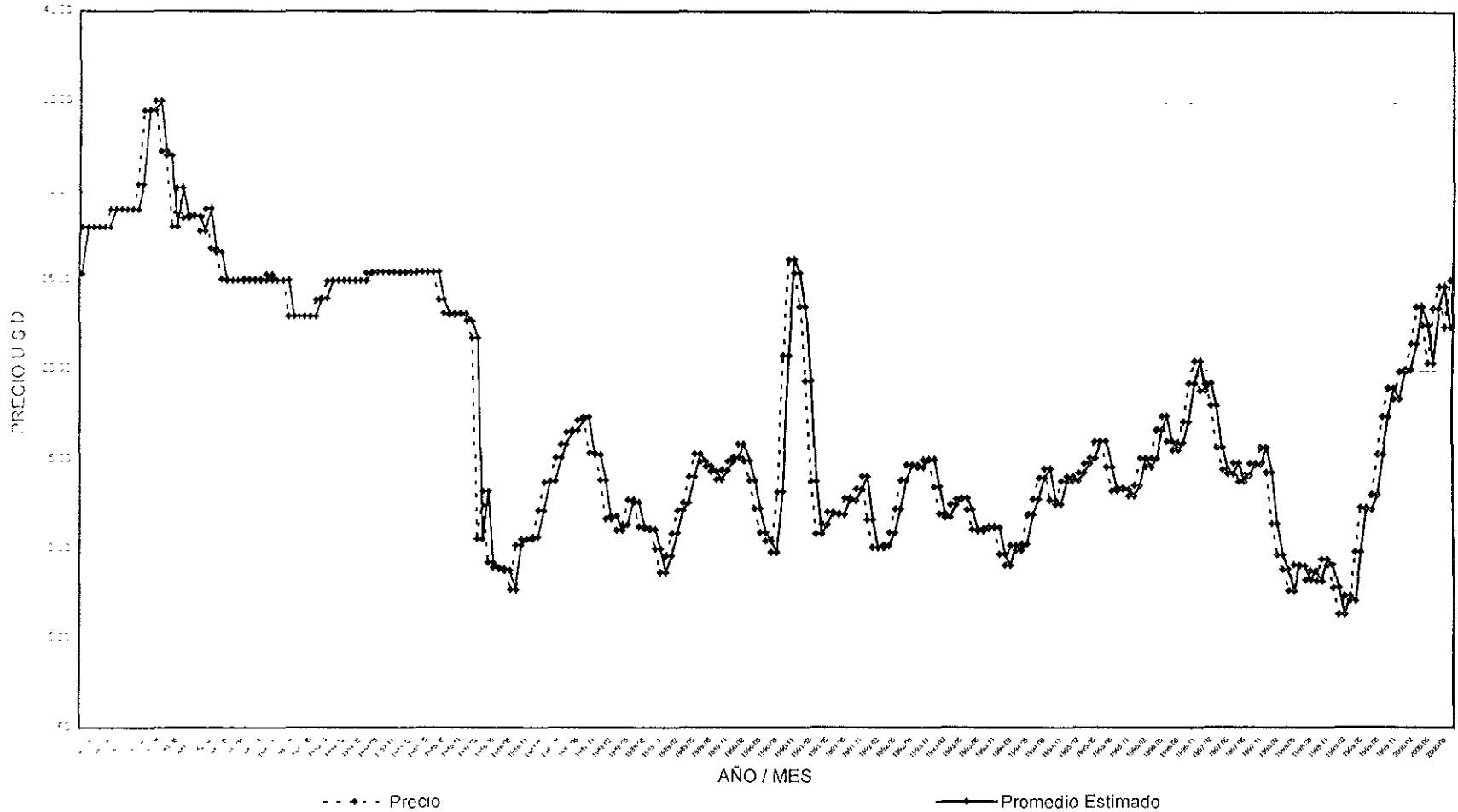
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1992/01	10.08	10.08	0.00	1995/01	14.28	13.83	0.45
1992/02	10.22	10.08	0.14	1995/02	14.80	14.28	0.52
1992/03	10.93	10.22	0.71	1995/03	15.12	14.80	0.32
1992/04	12.26	10.93	1.33	1995/04	16.03	15.12	0.91
1992/05	13.88	12.26	1.62	1995/05	16.05	16.03	0.02
1992/06	14.72	13.88	0.84	1995/06	14.61	16.05	1.44
1992/07	14.69	14.72	0.03	1995/07	13.26	14.61	1.35
1992/08	14.59	14.69	0.10	1995/08	13.45	13.26	0.19
1992/09	15.00	14.59	0.41	1995/09	13.36	13.45	0.09
1992/10	15.05	15.00	0.05	1995/10	12.99	13.36	0.37
1992/11	13.50	15.05	1.55	1995/11	13.58	12.99	0.59
1992/12	12.00	13.50	1.50	1995/12	15.12	13.58	1.54
1993/01	11.80	12.00	0.20	1996/01	14.64	15.12	0.48
1993/02	12.51	11.80	0.71	1996/02	15.10	14.64	0.46
1993/03	12.81	12.51	0.30	1996/03	16.68	15.10	1.58
1993/04	12.87	12.81	0.06	1996/04	17.46	16.68	0.78
1993/05	12.22	12.87	0.65	1996/05	16.07	17.46	1.39
1993/06	11.11	12.22	1.11	1996/06	15.56	16.07	0.51
1993/07	11.02	11.11	0.09	1996/07	15.98	15.56	0.42
1993/08	11.15	11.02	0.13	1996/08	17.15	15.98	1.17
1993/09	11.28	11.15	0.13	1996/09	19.31	17.15	2.16
1993/10	11.22	11.28	0.06	1996/10	20.56	19.31	1.25
1993/11	9.72	11.22	1.50	1996/11	18.91	20.56	1.65
1993/12	9.10	9.72	0.62	1996/12	19.32	18.91	0.41
1994/01	10.23	9.10	1.13	1997/01	18.06	19.32	1.26
1994/02	9.95	10.23	0.28	1997/02	15.71	18.06	2.35
1994/03	10.31	9.95	0.36	1997/03	14.48	15.71	1.23
1994/04	11.94	10.31	1.63	1997/04	14.26	14.48	0.22
1994/05	12.82	11.94	0.88	1997/05	14.83	14.26	0.57
1994/06	14.01	12.82	1.19	1997/06	13.80	14.83	1.03
1994/07	14.53	14.01	0.52	1997/07	14.16	13.80	0.36
1994/08	12.76	14.53	1.77	1997/08	14.82	14.16	0.66
1994/09	12.53	12.76	0.23	1997/09	14.75	14.82	0.07
1994/10	13.83	12.53	1.30	1997/10	15.70	14.75	0.95
1994/11	14.10	13.83	0.27	1997/11	14.32	15.70	1.38
1994/12	13.83	14.10	0.27	1997/12	11.44	14.32	2.88

ANEXO D2

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MAYA							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1998/01	9.71	11.44	1.73				
1998/02	8.88	9.71	0.83				
1998/03	7.68	8.88	1.20				
1998/04	9.14	7.68	1.46				
1998/05	9.08	9.14	0.06				
1998/06	8.30	9.08	0.78				
1998/07	8.80	8.30	0.50				
1998/08	8.24	8.80	0.56				
1998/09	9.47	8.24	1.23				
1998/10	9.13	9.47	0.34				
1998/11	7.87	9.13	1.26				
1998/12	6.37	7.87	1.50				
1999/01	7.42	6.37	1.05				
1999/02	7.13	7.42	0.29				
1999/03	9.86	7.13	2.73				
1999/04	12.35	9.86	2.49				
1999/05	12.24	12.35	0.11				
1999/06	13.07	12.24	0.83				
1999/07	15.32	13.07	2.25				
1999/08	17.43	15.32	2.11				
1999/09	19.08	17.43	1.65				
1999/10	18.43	19.08	0.65				
1999/11	19.97	18.43	1.54				
1999/12	20.09	19.97	0.12				
2000/01	21.55	20.09	1.46				
2000/02	23.66	21.55	2.11				
2000/03	22.61	23.66	1.05				
2000/04	20.45	22.61	2.16				
2000/05	23.57	20.45	3.12				
2000/06	24.81	23.57	1.24				
2000/07	22.51	24.81	2.30				
2000/08	25.18	22.51	2.67				

VALORES ESTIMADOS
 VARIABLES DE RIESGO
 PETRÓLEO CRUDO - TIPO MAYA



ANEXO D3

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: OLMECA							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
				1991/01	22.02	26.03	4.01
				1991/02	18.51	22.02	3.51
				1991/03	18.46	18.51	0.05
				1991/04	19.89	18.46	1.43
1988/05	16.40			1991/05	19.57	19.89	0.32
1988/06	15.31	16.4	-1.09	1991/06	18.82	19.57	0.75
1988/07	15.03	15.31	-0.28	1991/07	20.06	18.82	1.24
1988/08	14.55	15.03	-0.48	1991/08	20.61	20.06	0.55
1988/09	13.26	14.55	-1.29	1991/09	21.18	20.61	0.57
1988/10	12.47	13.26	-0.79	1991/10	22.38	21.18	1.20
1988/11	12.92	12.47	0.45	1991/11	20.77	22.38	1.61
1988/12	15.45	12.92	2.53	1991/12	18.26	20.77	2.51
1989/01	16.92	15.45	1.47	1992/01	17.72	18.26	0.54
1989/02	17.28	16.92	0.36	1992/02	17.78	17.72	0.06
1989/03	18.97	17.28	1.69	1992/03	18.31	17.78	0.53
1989/04	20.80	18.97	1.83	1992/04	19.42	18.31	1.11
1989/05	19.65	20.8	-1.15	1992/05	20.54	19.42	1.12
1989/06	19.12	19.65	-0.53	1992/06	21.36	20.54	0.82
1989/07	18.37	19.12	-0.75	1992/07	20.56	21.36	0.80
1989/08	17.51	18.37	-0.86	1992/08	20.12	20.56	0.44
1989/09	18.16	17.51	0.65	1992/09	20.55	20.12	0.43
1989/10	18.69	18.16	0.53	1992/10	20.39	20.55	0.16
1989/11	18.78	18.69	0.09	1992/11	19.35	20.39	1.04
1989/12	20.52	18.78	1.74	1992/12	18.46	19.35	0.89
1990/01	20.61	20.52	0.09	1993/01	18.07	18.46	0.39
1990/02	20.07	20.61	-0.54	1993/02	19.18	18.07	1.11
1990/03	19.51	20.07	-0.56	1993/03	19.15	19.18	0.03
1990/04	16.49	19.51	-3.02	1993/04	19.18	19.15	0.03
1990/05	16.05	16.49	-0.44	1993/05	18.94	19.18	0.24
1990/06	15.20	16.05	-0.85	1993/06	17.81	18.94	1.13
1990/07	17.89	15.2	2.69	1993/07	16.68	17.81	1.13
1990/08	28.49	17.89	10.60	1993/08	16.76	16.68	0.08
1990/09	35.66	28.49	7.17	1993/09	16.29	16.76	0.47
1990/10	34.11	35.66	-1.55	1993/10	16.78	16.29	0.49
1990/11	31.22	34.11	-2.89	1993/11	15.04	16.78	1.74
1990/12	26.03	31.22	-5.19	1993/12	13.49	15.04	1.55

ANEXO D3**VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD**

Petróleo Crudo Tipo: OLMECA							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1994/01	14.40	13.49	0.91	1997/01	24.73	24.88	0.15
1994/02	13.78	14.40	0.62	1997/02	22.21	24.73	2.52
1994/03	14.01	13.78	0.23	1997/03	19.75	22.21	2.46
1994/04	15.84	14.01	1.83	1997/04	18.35	19.75	1.40
1994/05	17.05	15.84	1.21	1997/05	19.35	18.35	1.00
1994/06	17.65	17.05	0.60	1997/06	17.75	19.35	1.60
1994/07	18.36	17.65	0.71	1997/07	18.35	17.75	0.60
1994/08	17.07	18.36	1.29	1997/08	18.67	18.35	0.32
1994/09	16.34	17.07	0.73	1997/09	18.70	18.67	0.03
1994/10	16.83	16.34	0.49	1997/10	20.04	18.70	1.34
1994/11	17.18	16.83	0.35	1997/11	19.02	20.04	1.02
1994/12	16.35	17.18	0.83	1997/12	17.27	19.02	1.75
1995/01	17.01	16.35	0.66	1998/01	15.54	17.27	1.73
1995/02	17.40	17.01	0.39	1998/02	14.59	15.54	0.95
1995/03	17.41	17.40	0.01	1998/03	13.50	14.59	1.09
1995/04	19.01	17.41	1.60	1998/04	13.80	13.50	0.30
1995/05	18.95	19.01	0.06	1998/05	14.10	13.80	0.30
1995/06	17.78	18.95	1.17	1998/06	12.47	14.10	1.63
1995/07	16.40	17.78	1.38	1998/07	12.69	12.47	0.22
1995/08	16.73	16.40	0.33	1998/08	12.23	12.69	0.46
1995/09	16.98	16.73	0.25	1998/09	13.79	12.23	1.56
1995/10	16.62	16.98	0.36	1998/10	13.07	13.79	0.72
1995/11	17.36	16.62	0.74	1998/11	11.62	13.07	1.45
1995/12	18.45	17.36	1.09	1998/12	10.32	11.62	1.30
1996/01	18.41	18.45	0.04	1999/01	11.13	10.32	0.81
1996/02	18.35	18.41	0.06	1999/02	10.40	11.13	0.73
1996/03	20.59	18.35	2.24	1999/03	12.67	10.40	2.27
1996/04	21.98	20.59	1.39	1999/04	15.67	12.67	3.00
1996/05	20.17	21.98	1.81	1999/05	15.94	15.67	0.27
1996/06	19.46	20.17	0.71	1999/06	15.97	15.94	0.03
1996/07	20.41	19.46	0.95	1999/07	18.65	15.97	2.68
1996/08	21.31	20.41	0.90	1999/08	20.29	18.65	1.64
1996/09	23.42	21.31	2.11	1999/09	22.74	20.29	2.45
1996/10	24.74	23.42	1.32	1999/10	21.96	22.74	0.78
1996/11	23.46	24.74	1.28	1999/11	24.69	21.96	2.73
1996/12	24.88	23.46	1.42	1999/12	25.48	24.69	0.79

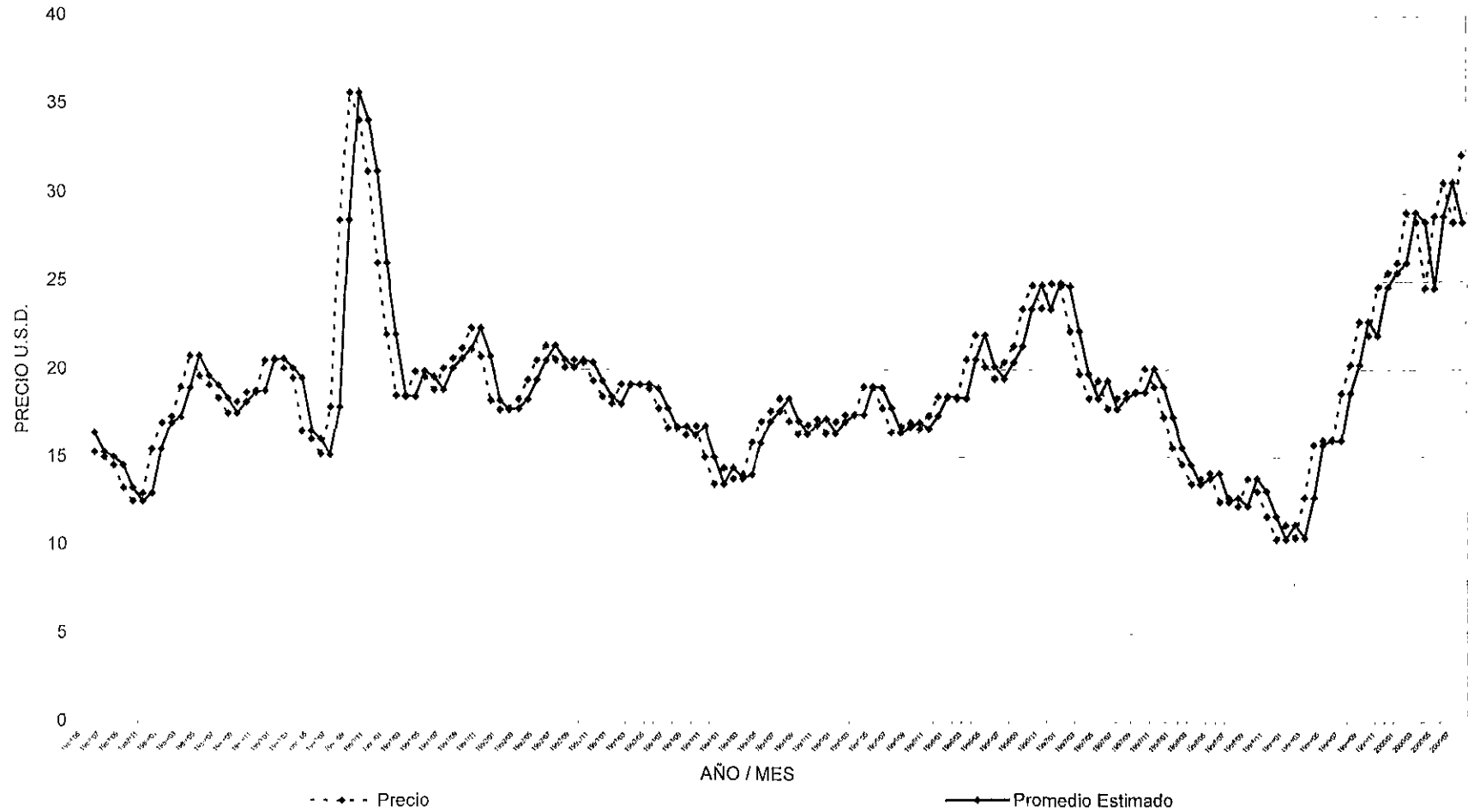
ANEXO D3

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: OLMECA

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
2000/01	26.05	25.48	0.57				
2000/02	28.90	26.05	2.85				
2000/03	28.36	28.90	0.54				
2000/04	24.61	28.36	3.75				
2000/05	28.69	24.61	4.08				
2000/06	30.58	28.69	1.89				
2000/07	28.35	30.58	2.23				
2000/08	32.16	28.35	3.81				

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PETRÓLEO CRUDO - TIPO OLMECA



ANEXO D4

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MEZCLA PROMEDIO

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1980/01	27.27			1983/01	28.71	28.72	0.00
1980/02	30.00	27.27	2.73	1983/02	28.72	28.71	0.01
1980/03	30.00	30.00	0.00	1983/03	26.00	28.72	2.72
1980/04	30.00	30.00	0.00	1983/04	26.00	26.00	0.00
1980/05	30.33	30.00	0.33	1983/05	26.00	26.00	0.00
1980/06	30.75	30.33	0.42	1983/06	26.00	26.00	0.00
1980/07	31.75	30.75	1.00	1983/07	26.00	26.00	0.00
1980/08	31.74	31.75	0.01	1983/08	26.45	26.00	0.45
1980/09	31.75	31.74	0.01	1983/09	26.50	26.45	0.05
1980/10	31.75	31.75	0.00	1983/10	26.99	26.50	0.48
1980/11	31.75	31.75	0.00	1983/11	27.00	26.99	0.02
1980/12	33.09	31.75	1.34	1983/12	27.00	27.00	0.00
1981/01	36.50	33.09	3.41	1984/01	27.00	27.00	0.00
1981/02	36.50	36.50	0.00	1984/02	27.00	27.00	0.00
1981/03	36.29	36.50	0.21	1984/03	27.00	27.00	0.00
1981/04	35.22	36.29	1.07	1984/04	27.00	27.00	0.00
1981/05	35.16	35.22	0.06	1984/05	27.23	27.00	0.23
1981/06	31.18	35.16	3.98	1984/06	27.25	27.23	0.02
1981/07	33.63	31.18	2.45	1984/07	27.25	27.25	0.00
1981/08	31.24	33.63	2.39	1984/08	27.25	27.25	0.00
1981/09	31.24	31.24	0.00	1984/09	27.25	27.25	0.00
1981/10	31.22	31.24	0.02	1984/10	27.25	27.25	0.00
1981/11	32.12	31.22	0.90	1984/11	27.25	27.25	0.00
1981/12	31.63	32.12	0.49	1984/12	27.25	27.25	0.00
1982/01	30.78	31.63	0.85	1985/01	27.25	27.25	0.00
1982/02	30.75	30.78	0.03	1985/02	26.63	27.25	0.62
1982/03	28.99	30.75	1.77	1985/03	26.63	26.63	0.00
1982/04	28.75	28.99	0.23	1985/04	26.63	26.63	0.00
1982/05	28.75	28.75	0.00	1985/05	26.63	26.63	0.00
1982/06	28.73	28.75	0.02	1985/06	25.36	26.63	1.27
1982/07	28.72	28.73	0.01	1985/07	24.88	25.36	0.48
1982/08	28.75	28.72	0.04	1985/08	24.84	24.88	0.04
1982/09	28.75	28.75	0.00	1985/09	24.86	24.84	0.02
1982/10	28.75	28.75	0.00	1985/10	24.86	24.86	0.00
1982/11	28.92	28.75	0.16	1985/11	25.04	24.86	0.18
1982/12	28.72	28.92	0.20	1985/12	23.97	25.04	1.07

ANEXO D4

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MEZCLA PROMEDIO							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1986/01	15.80	23.97	8.18	1989/01	14.82	13.33	1.49
1986/02	14.15	15.80	1.65	1989/02	15.32	14.82	0.51
1986/03	10.44	14.15	3.72	1989/03	16.82	15.32	1.50
1986/04	10.38	10.44	0.05	1989/04	18.29	16.82	1.47
1986/05	10.75	10.38	0.37	1989/05	17.22	18.29	1.07
1986/06	9.95	10.75	0.80	1989/06	16.98	17.22	0.25
1986/07	8.99	9.95	0.96	1989/07	16.47	16.98	0.51
1986/08	11.72	8.99	2.73	1989/08	15.92	16.47	0.55
1986/09	12.06	11.72	0.34	1989/09	16.48	15.92	0.56
1986/10	11.98	12.06	0.08	1989/10	17.03	16.48	0.55
1986/11	12.19	11.98	0.21	1989/11	17.15	17.03	0.12
1986/12	13.85	12.19	1.66	1989/12	18.47	17.15	1.32
1987/01	15.34	13.85	1.49	1990/01	18.15	18.47	0.32
1987/02	14.96	15.34	0.38	1990/02	17.47	18.15	0.69
1987/03	16.42	14.96	1.46	1990/03	16.18	17.47	1.29
1987/04	16.87	16.42	0.46	1990/04	14.12	16.18	2.06
1987/05	17.33	16.87	0.46	1990/05	13.70	14.12	0.41
1987/06	17.56	17.33	0.23	1990/06	12.91	13.70	0.80
1987/07	18.27	17.56	0.71	1990/07	15.90	12.91	2.99
1987/08	17.68	18.27	0.59	1990/08	25.27	15.90	9.38
1987/09	16.56	17.68	1.13	1990/09	31.97	25.27	6.69
1987/10	16.55	16.56	0.00	1990/10	30.97	31.97	1.00
1987/11	15.35	16.55	1.21	1990/11	28.22	30.97	2.75
1987/12	13.51	15.35	1.84	1990/12	23.54	28.22	4.68
1988/01	13.55	13.51	0.04	1991/01	18.71	23.54	4.83
1988/02	12.77	13.55	0.78	1991/02	15.23	18.71	3.48
1988/03	12.92	12.77	0.15	1991/03	15.53	15.23	0.30
1988/04	14.16	12.92	1.24	1991/04	16.62	15.53	1.09
1988/05	14.79	14.16	0.63	1991/05	16.39	16.62	0.23
1988/06	13.49	14.79	1.30	1991/06	16.01	16.39	0.38
1988/07	13.30	13.49	0.18	1991/07	17.02	16.01	1.01
1988/08	12.99	13.30	0.32	1991/08	17.24	17.02	0.22
1988/09	11.81	12.99	1.17	1991/09	17.93	17.24	0.70
1988/10	10.79	11.81	1.02	1991/10	18.95	17.93	1.01
1988/11	11.37	10.79	0.58	1991/11	17.12	18.95	1.82
1988/12	13.33	11.37	1.96	1991/12	14.83	17.12	2.29

ANEXO D4

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

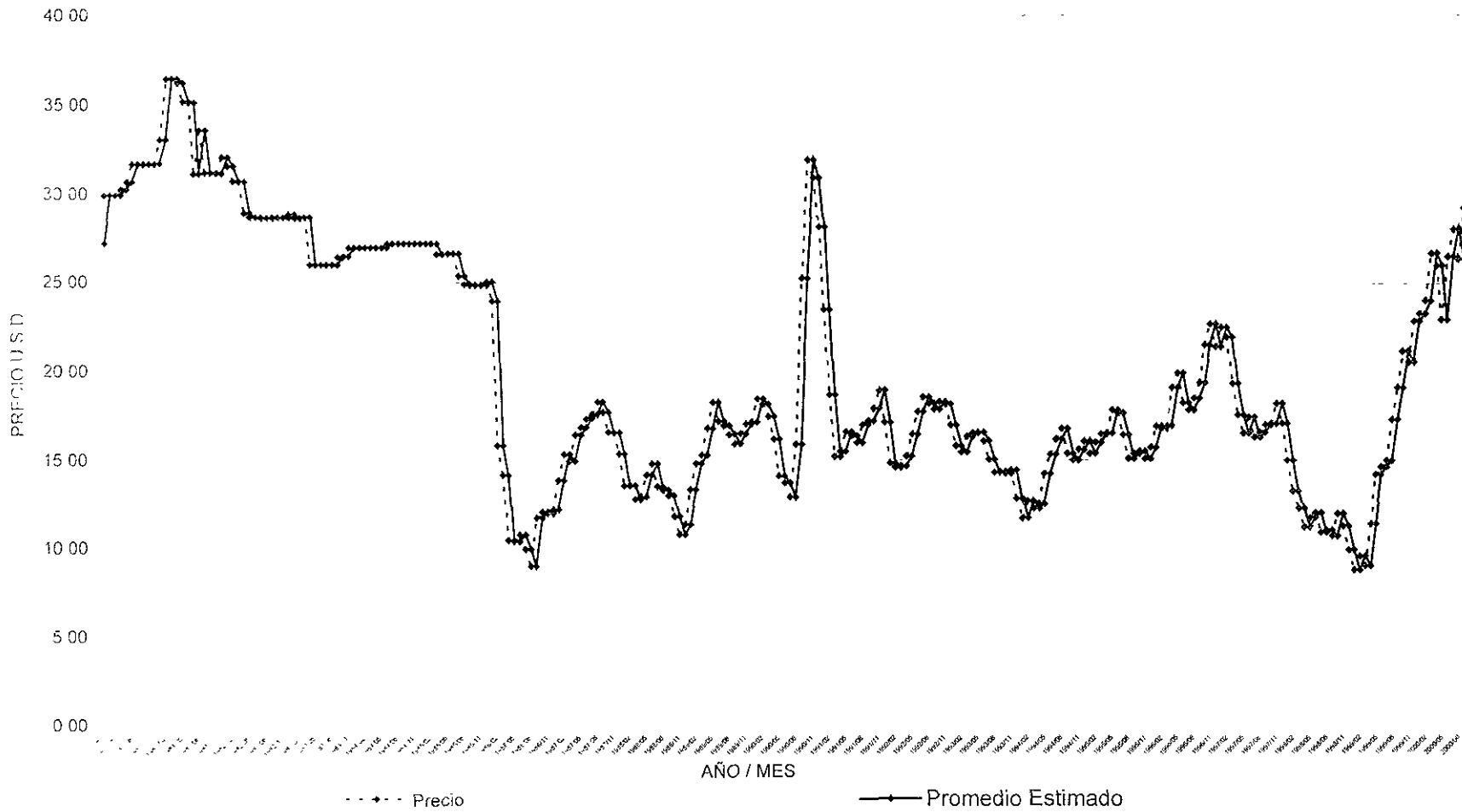
Petróleo Crudo Tipo: MEZCLA PROMEDIO

PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1992/01	14.57	14.83	0.27	1995/01	15.99	15.38	0.61
1992/02	14.66	14.57	0.10	1995/02	16.47	15.99	0.48
1992/03	15.23	14.66	0.57	1995/03	16.53	16.47	0.07
1992/04	16.45	15.23	1.22	1995/04	17.83	16.53	1.30
1992/05	17.72	16.45	1.27	1995/05	17.67	17.83	0.16
1992/06	18.57	17.72	0.86	1995/06	16.43	17.67	1.24
1992/07	18.21	18.57	0.36	1995/07	15.10	16.43	1.33
1992/08	17.86	18.21	0.36	1995/08	15.39	15.10	0.29
1992/09	18.30	17.86	0.44	1995/09	15.53	15.39	0.13
1992/10	18.17	18.30	0.13	1995/10	15.10	15.53	0.43
1992/11	16.97	18.17	1.19	1995/11	15.74	15.10	0.64
1992/12	15.80	16.97	1.17	1995/12	16.95	15.74	1.21
1993/01	15.47	15.80	0.33	1996/01	16.82	16.95	0.13
1993/02	16.34	15.47	0.87	1996/02	16.94	16.82	0.12
1993/03	16.54	16.34	0.20	1996/03	19.10	16.94	2.16
1993/04	16.58	16.54	0.04	1996/04	19.93	19.10	0.83
1993/05	16.09	16.58	0.48	1996/05	18.24	19.93	1.69
1993/06	15.05	16.09	1.04	1996/06	17.82	18.24	0.41
1993/07	14.31	15.05	0.74	1996/07	18.50	17.82	0.68
1993/08	14.37	14.31	0.06	1996/08	19.38	18.50	0.88
1993/09	14.26	14.37	0.11	1996/09	21.54	19.38	2.15
1993/10	14.46	14.26	0.20	1996/10	22.72	21.54	1.19
1993/11	12.83	14.46	1.63	1996/11	21.43	22.72	1.29
1993/12	11.70	12.83	1.13	1996/12	22.52	21.43	1.09
1994/01	12.66	11.70	0.96	1997/01	21.97	22.52	0.54
1994/02	12.23	12.66	0.44	1997/02	19.34	21.97	2.63
1994/03	12.50	12.23	0.28	1997/03	17.56	19.34	1.78
1994/04	14.21	12.50	1.71	1997/04	16.51	17.56	1.05
1994/05	15.31	14.21	1.09	1997/05	17.44	16.51	0.93
1994/06	16.16	15.31	0.85	1997/06	16.28	17.44	1.16
1994/07	16.78	16.16	0.62	1997/07	16.57	16.28	0.29
1994/08	15.37	16.78	1.41	1997/08	17.01	16.57	0.44
1994/09	14.99	15.37	0.38	1997/09	17.07	17.01	0.06
1994/10	15.59	14.99	0.60	1997/10	18.21	17.07	1.14
1994/11	16.07	15.59	0.48	1997/11	17.08	18.21	1.13
1994/12	15.38	16.07	0.69	1997/12	14.99	17.08	2.10

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

Petróleo Crudo Tipo: MEZCLA PROMEDIO							
PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación	PERÍODO	Precio Promedio (Dólares por Barril)	Precio Promedio Estimado	Desviación
1998/01	13.24	14.99	1.75				
1998/02	12.26	13.24	0.98				
1998/03	11.19	12.26	1.07				
1998/04	11.70	11.19	0.51				
1998/05	11.97	11.70	0.27				
1998/06	10.84	11.97	1.13				
1998/07	10.99	10.84	0.15				
1998/08	10.65	10.99	0.34				
1998/09	11.92	10.65	1.27				
1998/10	11.21	11.92	0.71				
1998/11	9.87	11.21	1.33				
1998/12	8.74	9.87	1.13				
1999/01	9.52	8.74	0.77				
1999/02	8.97	9.52	0.54				
1999/03	11.34	8.97	2.36				
1999/04	14.14	11.34	2.80				
1999/05	14.57	14.14	0.43				
1999/06	14.94	14.57	0.36				
1999/07	17.27	14.94	2.34				
1999/08	19.09	17.27	1.82				
1999/09	21.17	19.09	2.08				
1999/10	20.55	21.17	0.62				
1999/11	22.87	20.55	2.32				
1999/12	23.31	22.87	0.43				
2000/01	24.04	23.31	0.74				
2000/02	26.73	24.04	2.69				
2000/03	26.04	26.73	0.69				
2000/04	22.97	26.04	3.07				
2000/05	26.54	22.97	3.57				
2000/06	28.10	26.54	1.56				
2000/07	26.37	28.10	1.73				
2000/08	29.24	26.37	2.88				

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PETRÓLEO CRUDO - MEZCLA



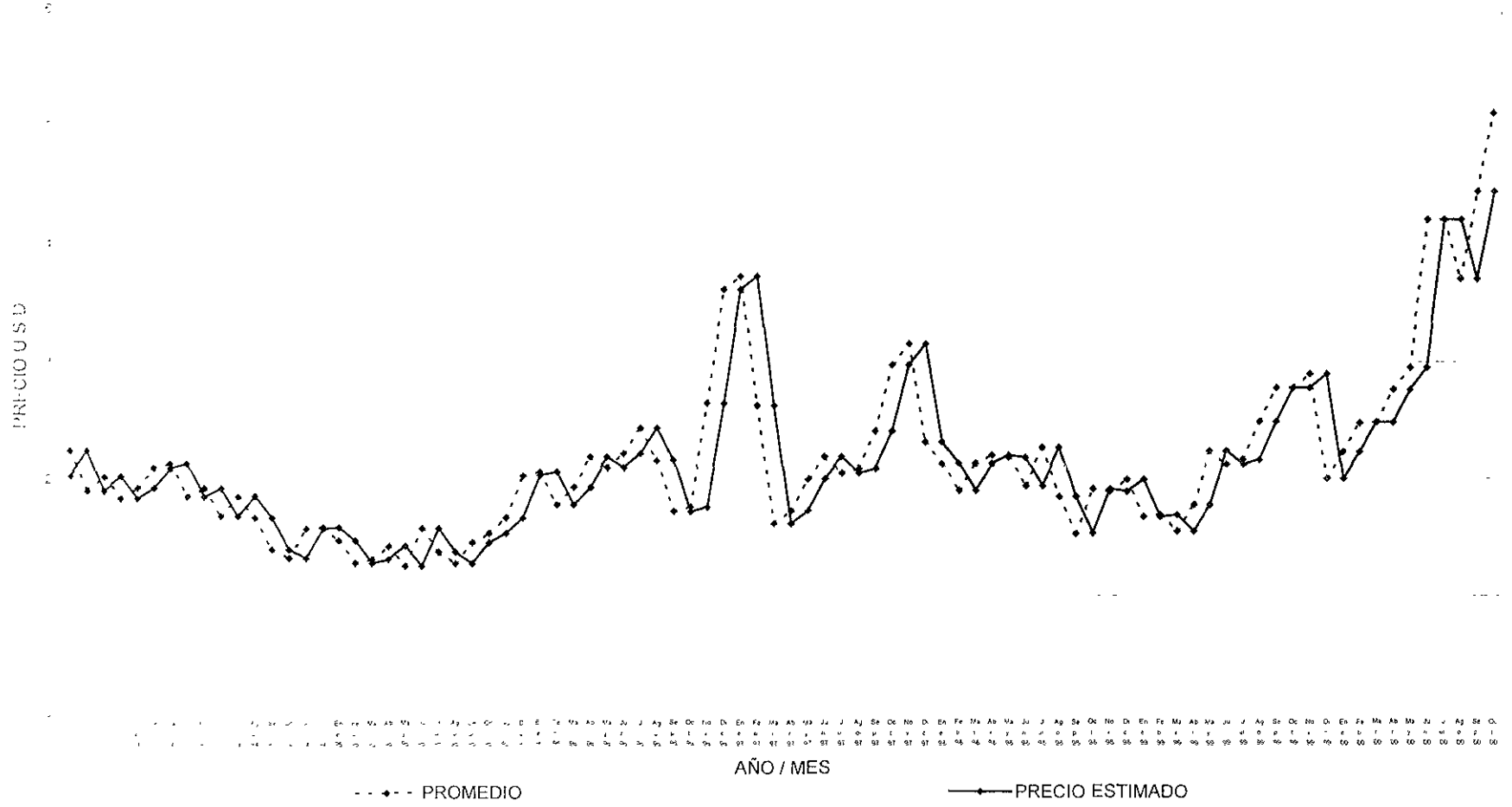
ANEXO D5**VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD**

GAS							
PERÍODO	PROMEDIO USD/MMBTU	PRECIO ESTIMADO USD/MMBTU	VARIACIÓN	PERÍODO	PROMEDIO USD/MMBTU	PRECIO ESTIMADO USD/MMBTU	VARIACIÓN
				Jul-96	2.44	2.22	0.22
Ago-93	2.04			Ago-96	2.16	2.44	0.28
Sep-93	2.26	2.04	0.22	Sep-96	1.72	2.16	0.44
Oct-93	1.91	2.26	0.35	Oct-96	1.76	1.72	0.04
Nov-93	2.03	1.91	0.11	Nov-96	2.65	1.76	0.90
Dic-93	1.84	2.03	0.18	Dic-96	3.62	2.65	0.97
Ene-94	1.93	1.84	0.09	Ene-97	3.73	3.62	0.11
Feb-94	2.10	1.93	0.17	Feb-97	2.63	3.73	1.10
Mar-94	2.14	2.10	0.03	Mar-97	1.62	2.63	1.02
Abr-94	1.86	2.14	0.28	Abr-97	1.73	1.62	0.12
May-94	1.93	1.86	0.07	May-97	2.00	1.73	0.26
Jun-94	1.69	1.93	0.24	Jun-97	2.19	2.00	0.20
Jul-94	1.86	1.69	0.16	Jul-97	2.05	2.19	0.14
Ago-94	1.67	1.86	0.19	Ago-97	2.09	2.05	0.04
Sep-94	1.40	1.67	0.27	Sep-97	2.41	2.09	0.33
Oct-94	1.33	1.40	0.07	Oct-97	2.98	2.41	0.57
Nov-94	1.58	1.33	0.25	Nov-97	3.16	2.98	0.18
Dic-94	1.59	1.58	0.01	Dic-97	2.32	3.16	0.84
Ene-95	1.48	1.59	0.11	Ene-98	2.13	2.32	0.19
Feb-95	1.29	1.48	0.19	Feb-98	1.90	2.13	0.23
Mar-95	1.32	1.29	0.03	Mar-98	2.13	1.90	0.23
Abr-95	1.43	1.32	0.11	Abr-98	2.20	2.13	0.06
May-95	1.26	1.43	0.17	May-98	2.18	2.20	0.01
Jun-95	1.58	1.26	0.31	Jun-98	1.94	2.18	0.24
Jul-95	1.38	1.58	0.20	Jul-98	2.27	1.94	0.33
Ago-95	1.28	1.38	0.10	Ago-98	1.85	2.27	0.42
Sep-95	1.46	1.28	0.17	Sep-98	1.53	1.85	0.32
Oct-95	1.54	1.46	0.08	Oct-98	1.91	1.53	0.39
Nov-95	1.67	1.54	0.13	Nov-98	1.89	1.91	0.02
Dic-95	2.03	1.67	0.36	Dic-98	1.99	1.89	0.11
Ene-96	2.06	2.03	0.02	Ene-99	1.67	1.99	0.33
Feb-96	1.78	2.06	0.27	Feb-99	1.69	1.67	0.02
Mar-96	1.93	1.78	0.15	Mar-99	1.55	1.69	0.14
Abr-96	2.19	1.93	0.26	Abr-99	1.78	1.55	0.23
May-96	2.10	2.19	0.10	May-99	2.24	1.78	0.47
Jun-96	2.22	2.10	0.13	Jun-99	2.12	2.24	0.12

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

GAS							
PERÍODO	PROMEDIO USD/MMBTU	PRECIO ESTIMADO USD/MMBTU	VARIACIÓN	PERÍODO	PROMEDIO USD/MMBTU	PRECIO ESTIMADO USD/MMBTU	VARIACIÓN
Jul-99	2.16	2.12	0.04				
Ago-99	2.49	2.16	0.33				
Sep-99	2.78	2.49	0.29				
Oct-99	2.78	2.78	0.00				
Nov-99	2.90	2.78	0.12				
Dic-99	2.00	2.90	0.90				
Ene-00	2.23	2.00	0.23				
Feb-00	2.48	2.23	0.25				
Mar-00	2.48	2.48	0.00				
Abr-00	2.76	2.48	0.28				
May-00	2.95	2.76	0.19				
Jun-00	4.21	2.95	1.27				
Jul-00	4.21	4.21	0.00				
Ago-00	3.71	4.21	0.51				
Sep-00	4.45	3.71	0.75				
Oct-00	5.11	4.45	0.66				

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
GAS



ANEXO D6

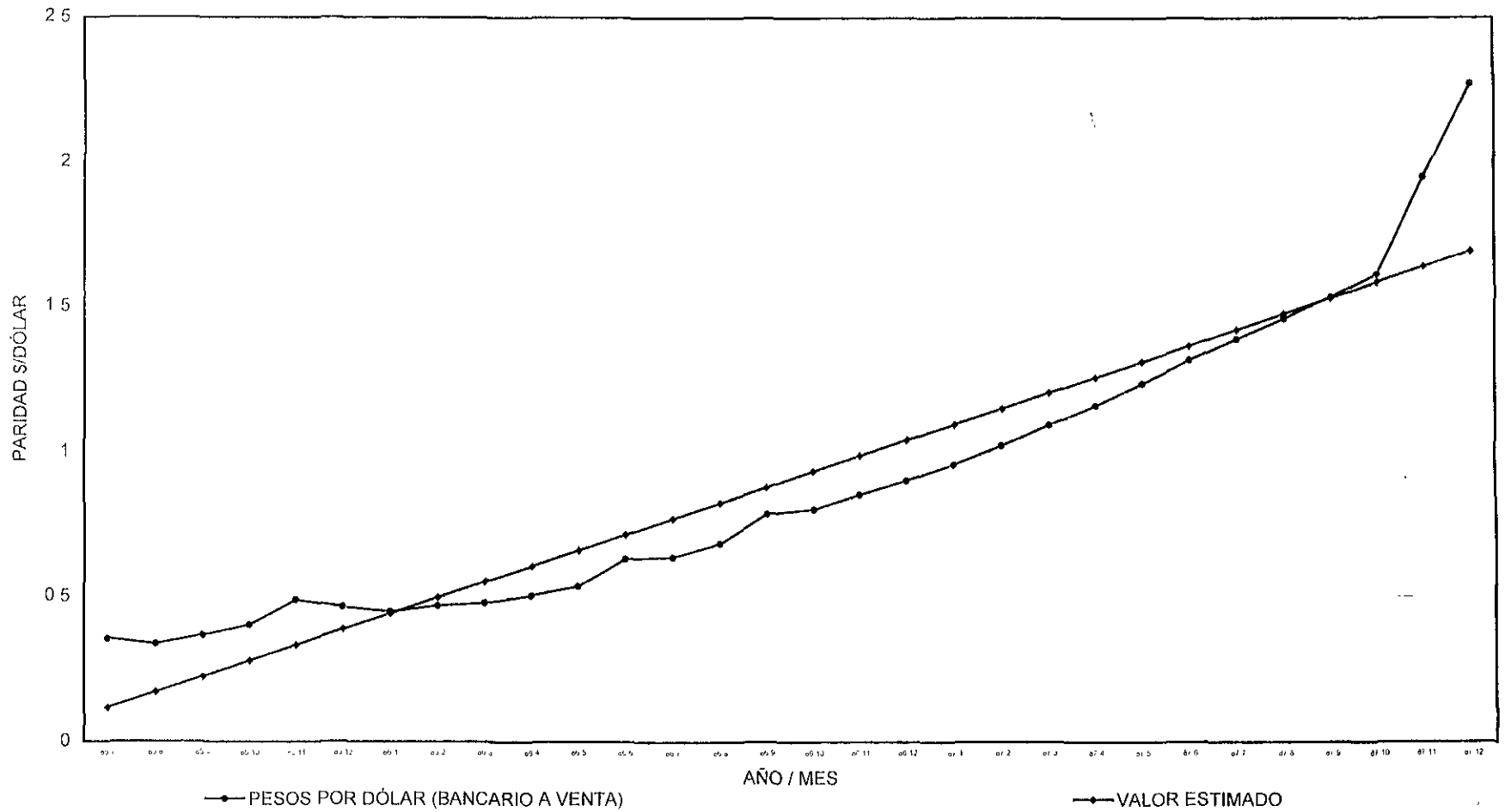
PARIDAD

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

TABLA I

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
85-7	0.3563	0.1177	0.2386
85-8	0.3381	0.1720	0.1661
85-9	0.3690	0.2263	0.1427
85-10	0.4043	0.2806	0.1237
85-11	0.4893	0.3349	0.1544
85-12	0.4657	0.3892	0.0765
86-1	0.4496	0.4436	0.006
86-2	0.4702	0.4979	-0.0277
86-3	0.4791	0.5522	-0.0731
86-4	0.5049	0.6065	-0.1016
86-5	0.5362	0.6608	-0.1246
86-6	0.6314	0.7151	-0.0837
86-7	0.6370	0.7694	-0.1324
86-8	0.6847	0.8238	-0.1391
86-9	0.7858	0.8781	-0.0923
86-10	0.8004	0.9324	-0.132
86-11	0.8518	0.9867	-0.1349
86-12	0.9003	1.0410	-0.1407
87-1	0.9567	1.0953	-0.1386
87-2	1.0217	1.1496	-0.1279
87-3	1.0923	1.2040	-0.1117
87-4	1.1598	1.2583	-0.0985
87-5	1.2357	1.3126	-0.0769
87-6	1.3179	1.3669	-0.049
87-7	1.3891	1.4212	-0.0321
87-8	1.4593	1.4755	-0.0162
87-9	1.5351	1.5298	0.0053
87-10	1.6106	1.5841	0.0265
87-11	1.9505	1.6385	0.312
87-12	2.2739	1.6928	0.5811

VALORES ESTIMADOS
 VARIABLES DE RIESGO
 PARIDAD. PERÍODO 85 -87



ANEXO D6**PARIDAD****VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD****TABLA II**

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
88-1	2.2632	2.3096	-0.0464	91-1	2.9668	2.8491	0.1177
88-2	2.3020	2.3246	-0.0226	91-2	2.9786	2.8641	0.1145
88-3	2.3300	2.3396	-0.0096	91-3	2.9903	2.8791	0.1112
88-4	2.3300	2.3545	-0.0245	91-4	3.0026	2.8941	0.1085
88-5	2.3300	2.3695	-0.0395	91-5	3.0148	2.9091	0.1057
88-6	2.3300	2.3845	-0.0545	91-6	3.0270	2.9241	0.1029
88-7	2.3300	2.3995	-0.0695	91-7	3.0392	2.9391	0.1001
88-8	2.3300	2.4145	-0.0845	91-8	3.0516	2.9540	0.0976
88-9	2.3300	2.4295	-0.0995	91-9	3.0638	2.9690	0.0948
88-10	2.3300	2.4445	-0.1145	91-10	3.0761	2.9840	0.0921
88-11	2.3300	2.4595	-0.1295	91-11	3.0872	2.9990	0.0882
88-12	2.3300	2.4744	-0.1444	91-12	3.0932	3.0140	0.0792
89-1	2.3470	2.4894	-0.1424	92-1	3.1026	3.0290	0.0736
89-2	2.3751	2.5044	-0.1293	92-2	3.1082	3.0440	0.0642
89-3	2.4044	2.5194	-0.115	92-3	3.1146	3.0590	0.0556
89-4	2.4350	2.5344	-0.0994	92-4	3.1206	3.0739	0.0467
89-5	2.4654	2.5494	-0.084	92-5	3.1264	3.0889	0.0375
89-6	2.4961	2.5644	-0.0683	92-6	3.1328	3.1039	0.0289
89-7	2.5265	2.5794	-0.0529	92-7	3.1390	3.1189	0.0201
89-8	2.5576	2.5943	-0.0367	92-8	3.1452	3.1339	0.0113
89-9	2.5881	2.6093	-0.0212	92-9	3.1512	3.1489	0.0023
89-10	2.6185	2.6243	-0.0058	92-10	3.1592	3.1639	-0.0047
89-11	2.6489	2.6393	0.0096	92-11	3.1716	3.1789	-0.0073
89-12	2.6793	2.6543	0.025	92-12	3.1718	3.1938	-0.022
90-1	2.7105	2.6693	0.0412	93-1	3.1910	3.2088	-0.0178
90-2	2.7400	2.6843	0.0557	93-2	3.2019	3.2238	-0.0219
90-3	2.7695	2.6993	0.0702	93-3	3.2139	3.2388	-0.0249
90-4	2.7998	2.7142	0.0856	93-4	3.2269	3.2538	-0.0269
90-5	2.8305	2.7292	0.1013	93-5	3.2387	3.2688	-0.0301
90-6	2.8572	2.7442	0.113	93-6	3.2505	3.2838	-0.0333
90-7	2.8805	2.7592	0.1213	93-7	3.2628	3.2988	-0.036
90-8	2.8979	2.7742	0.1237	93-8	3.2752	3.3137	-0.0385
90-9	2.9077	2.7892	0.1185	93-9	3.2876	3.3287	-0.0411
90-10	2.9212	2.8042	0.117	93-10	3.2996	3.3437	-0.0441
90-11	2.9415	2.8192	0.1223	93-11	3.3121	3.3587	-0.0466
90-12	2.9543	2.8341	0.1202	93-12	3.3239	3.3737	-0.0498

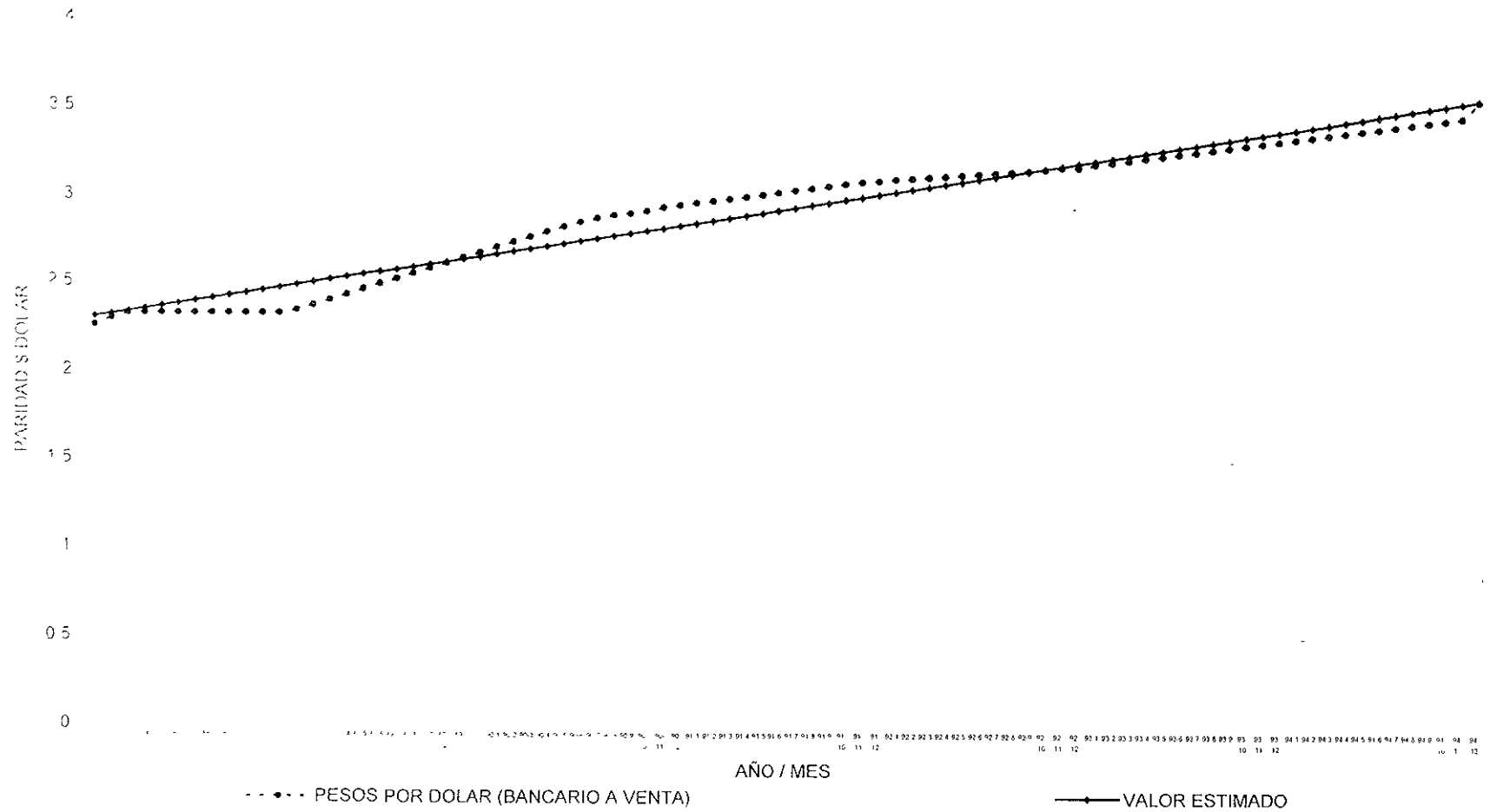
ANEXO D6

PARIDAD

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD
TABLA II (CONTINÚA)

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
94-1	3.3365	3.3887	-0.0522
94-2	3.3480	3.4037	-0.0557
94-3	3.3594	3.4187	-0.0593
94-4	3.3726	3.4336	-0.061
94-5	3.3846	3.4486	-0.064
94-6	3.3967	3.4636	-0.0669
94-7	3.4087	3.4786	-0.0699
94-8	3.4211	3.4936	-0.0725
94-9	3.4336	3.5086	-0.075
94-10	3.4457	3.5236	-0.0779
94-11	3.4583	3.5386	-0.0803
94-12	3.5499	3.5535	-0.0036

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PARIDAD PERÍODO 88 -94



ANEXO D6

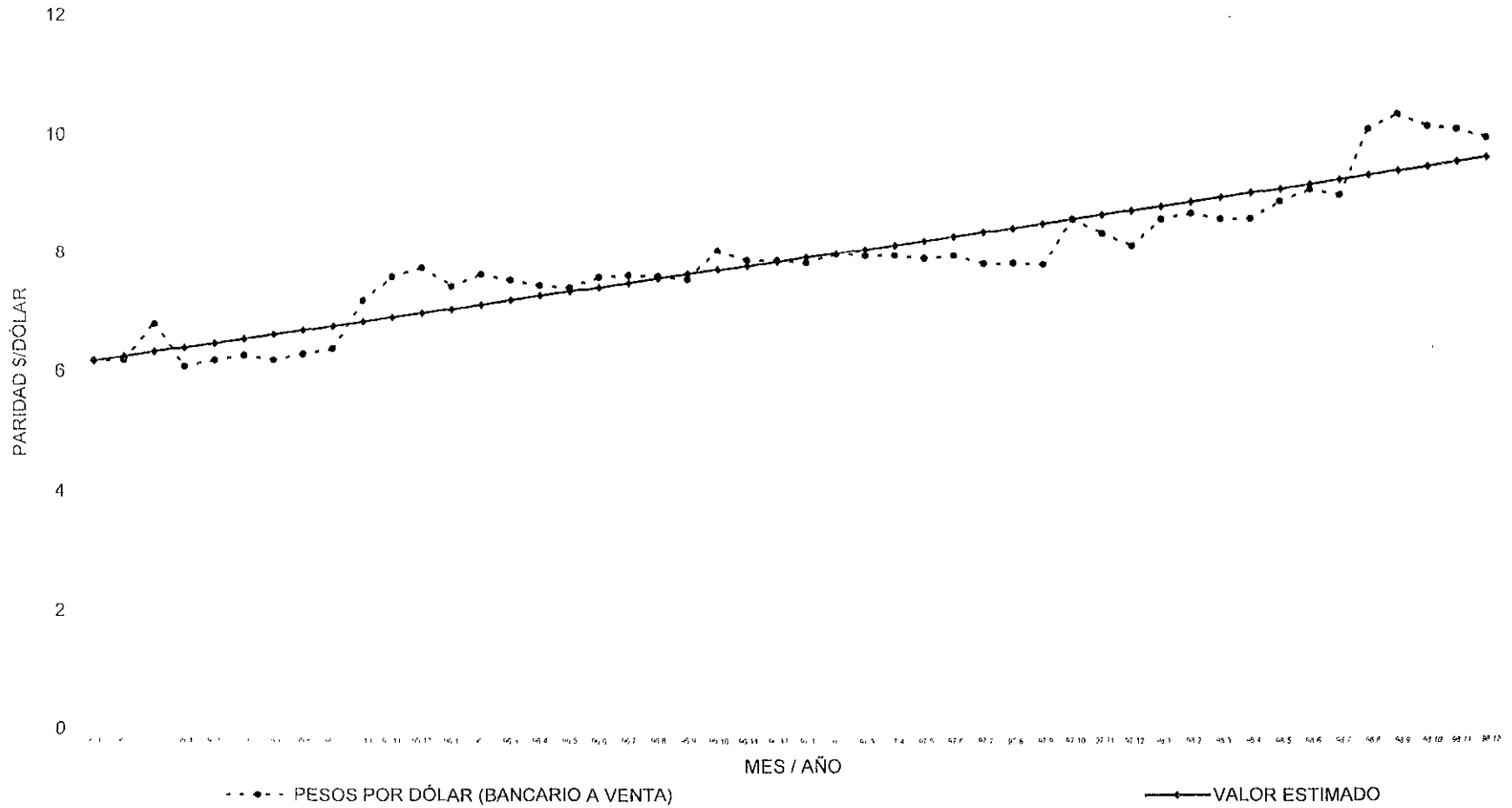
PARIDAD

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

TABLA III

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
95-1	6 2000	6.1888	0.0112	98-1	8 6000	8.8182	-0 2182
95-2	6.2000	6 2619	-0.0619	98-2	8 7000	8 8912	-0 1912
95-3	6 8000	6 3349	0 4651	98-3	8 6000	8.9643	-0.3643
95-4	6 1000	6.4079	-0.3079	98-4	8.6000	9 0373	-0 4373
95-5	6.2000	6 4810	-0.281	98-5	8 9000	9 1103	-0 2103
95-6	6 2800	6 5540	-0 274	98-6	9 1000	9.1834	-0 0834
95-7	6 2000	6.6270	-0 427	98-7	9.0000	9.2564	-0 2564
95-8	6 3000	6 7001	-0 4001	98-8	10 1000	9 3294	0.7706
95-9	6.4000	6 7731	-0.3731	98-9	10.3500	9.4025	0 9475
95-10	7.2000	6 8462	0.3538	98-10	10.1500	9.4755	0 6745
95-11	7 6000	6.9192	0.6808	98-11	10 1000	9.5486	0 5514
95-12	7 7500	6 9922	0.7578	98-12	9.9500	9.6216	0 3284
96-1	7 4500	7 0653	0.3847				
96-2	7.6500	7 1383	0 5117				
96-3	7.5500	7 2113	0.3387				
96-4	7.4600	7.2844	0.1756				
96-5	7 4200	7 3574	0 0626				
96-6	7 6000	7 4305	0 1695				
96-7	7 6300	7 5035	0 1265				
96-8	7 6100	7 5765	0 0335				
96-9	7.5600	7 6496	-0 0896				
96-10	8 0500	7.7226	0 3274				
96-11	7 8900	7 7957	0 0943				
96-12	7 8900	7.8687	0.0213				
97-1	7 8500	7 9417	-0 0917				
97-2	8 0000	8 0148	-0 0148				
97-3	7 9800	8 0878	-0 1078				
97-4	7 9800	8.1608	-0 1808				
97-5	7 9300	8 2339	-0 3039				
97-6	7.9700	8 3069	-0 3369				
97-7	7 8300	8 3800	-0 55				
97-8	7 8500	8 4530	-0 603				
97-9	7 8200	8 5260	-0 706				
97-10	8 6000	8 5991	0 0009				
97-11	8 3500	8 6721	-0 3221				
97-12	8 1500	8 7451	-0 5951				

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PARIDAD PERÍODO 95 -98



ANEXO D6

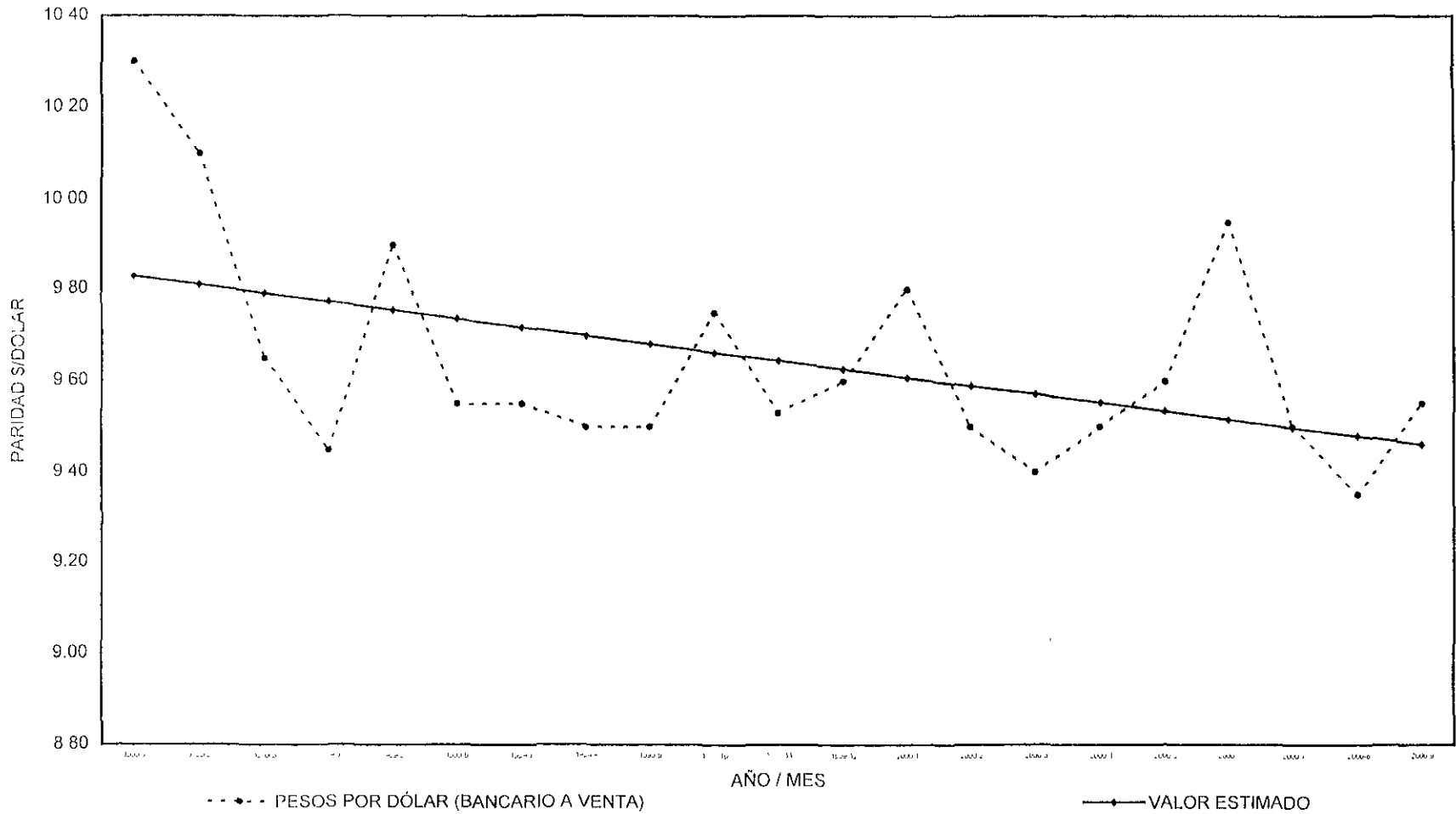
PARIDAD

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

TABLA IV

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
99-1	10.3000	9 8281	0.4719
99-2	10.1000	9.8097	0.2903
99-3	9 6500	9.7913	-0 1413
99-4	9.4500	9.7729	-0 3229
99-5	9 9000	9.7545	0.1455
99-6	9.5500	9.7362	-0 1862
99-7	9.5500	9 7178	-0.1678
99-8	9 5000	9.6994	-0.1994
99-9	9.5000	9 6810	-0.181
99-10	9 7500	9 6627	0.0873
99-11	9.5300	9.6443	-0.1143
99-12	9.6000	9.6259	-0 0259
00-1	9 8000	9 6075	0 1925
00-2	9.5000	9 5892	-0.0892
00-3	9 4000	9 5708	-0.1708
00-4	9 5000	9.5524	-0 0524
00-5	9 6000	9 5340	0 066
00-6	9 9500	9.5156	0 4344
00-7	9 5000	9.4973	0 0027
00-8	9 3500	9 4789	-0.1289
00-9	9 5500	9 4605	0 0895
00-10			
00-11			
00-12			

VALORES ESTIMADOS
VARIABLES DE RIESGO
PARIDAD. PERÍODO 99 - 00



ANEXO D6

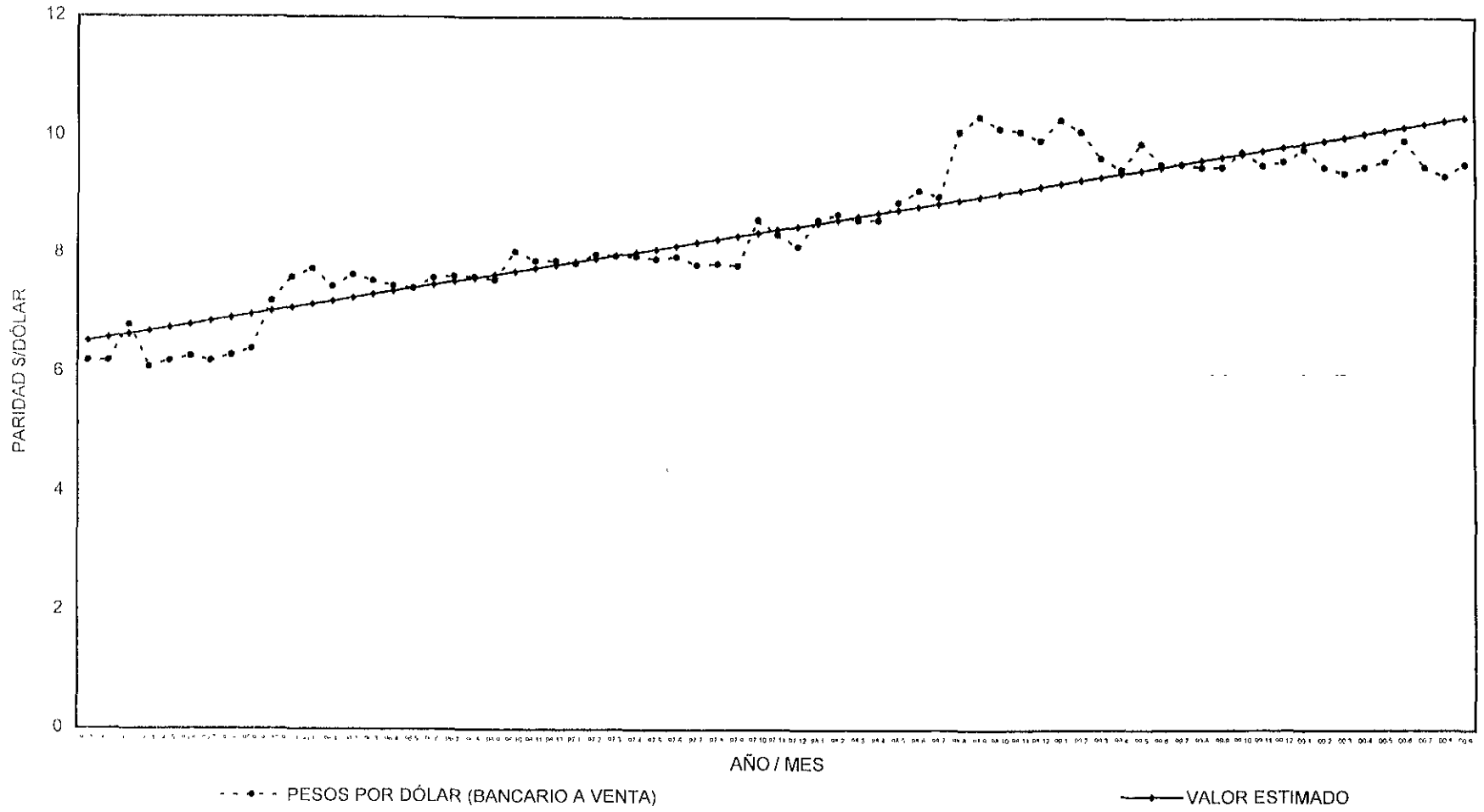
PARIDAD

VARIABLES DE RIESGO. VALORES ESTIMADOS. VARIABILIDAD

TABLA V

MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA	MES	PESOS POR DÓLAR (BANCARIO A VENTA)	VALOR ESTIMADO	DESVIACIÓN ESTIMADA
95-1	6 2000	6.5274	-0.3274	98-1	8.6000	8.5467	0 0533
95-2	6.2000	6 5835	-0.3835	98-2	8.7000	8.6028	0.0972
95-3	6.8000	6.6396	0.1604	98-3	8 6000	8 6589	-0 0589
95-4	6.1000	6 6957	-0 5957	98-4	8.6000	8.7149	-0 1149
95-5	6.2000	6.7518	-0.5518	98-5	8.9000	8.7710	0 129
95-6	6.2800	6.8079	-0.5279	98-6	9.1000	8 8271	0.2729
95-7	6.2000	6.8640	-0.664	98-7	9.0000	8.8832	0 1168
95-8	6.3000	6.9201	-0.6201	98-8	10.1000	8.9393	1.1607
95-9	6 4000	6 9762	-0 5762	98-9	10.3500	8 9954	1 3546
95-10	7.2000	7.0323	0.1677	98-10	10 1500	9.0515	1 0985
95-11	7 6000	7.0883	0 5117	98-11	10.1000	9.1076	0.9924
95-12	7 7500	7 1444	0.6056	98-12	9 9500	9.1637	0.7863
96-1	7.4500	7.2005	0.2495	99-1	10.3000	9.2197	1.0803
96-2	7.6500	7.2566	0.3934	99-2	10 1000	9 2758	0.8242
96-3	7 5500	7.3127	0 2373	99-3	9.6500	9 3319	0 3181
96-4	7 4600	7 3688	0 0912	99-4	9 4500	9.3880	0 062
96-5	7.4200	7 4249	-0 0049	99-5	9 9000	9.4441	0.4559
96-6	7.6000	7 4810	0.119	99-6	9 5500	9 5002	0.0498
96-7	7 6300	7 5371	0 0929	99-7	9.5500	9 5563	-0 0063
96-8	7.6100	7.5932	0.0168	99-8	9 5000	9.6124	-0 1124
96-9	7 5600	7 6492	-0 0892	99-9	9.5000	9 6685	-0 1685
96-10	8 0500	7 7053	0 3447	99-10	9 7500	9 7246	0 0254
96-11	7 8900	7.7614	0 1286	99-11	9.5300	9.7806	-0 2506
96-12	7 8900	7 8175	0.0725	99-12	9 6000	9 8367	-0 2367
97-1	7 8500	7 8736	-0.0236	00-1	9.8000	9 8928	-0 0928
97-2	8 0000	7.9297	0 0703	00-2	9 5000	9 9489	-0 4489
97-3	7 9800	7 9858	-0 0058	00-3	9 4000	10 0050	-0 605
97-4	7 9800	8 0419	-0 0619	00-4	9.5000	10 0611	-0 5611
97-5	7 9300	8.0980	-0 168	00-5	9 6000	10 1172	-0 5172
97-6	7 9700	8 1540	-0 184	00-6	9 9500	10 1733	-0 2233
97-7	7 8300	8 2101	-0.3801	00-7	9 5000	10 2294	-0 7294
97-8	7 8500	8 2662	-0 4162	00-8	9 3500	10 2854	-0 9354
97-9	7 8200	8 3223	-0 5023	00-9	9 5500	10 3415	-0 7915
97-10	8 6000	8 3784	0 2216	00-10			
97-11	8 3500	8 4345	-0 0845				
97-12	8 1500	8 4906	-0 3406				

VALORES ESTIMADOS
 VARIABLES DE RIEGO
 PARIDAD: PERÍODO 95 -00



ANEXO D7

TASA DE INTERÉS PROMEDIO (PRIME Y LIBOR)

MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación	MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación
Ene-83	10.47			Ene-86	8.78	8.78	0.00
Feb-83	10.38	10.47	0.09	Feb-86	8.72	8.78	0.06
Mar-83	10.13	10.38	0.25	Mar-86	8.22	8.72	0.50
Abr-83	10.25	10.13	0.13	Abr-86	7.69	8.22	0.53
May-83	10.93	10.25	0.68	May-86	7.82	7.69	0.13
Jun-83	10.57	10.93	0.36	Jun-86	7.69	7.82	0.13
Jul-83	10.53	10.57	0.04	Jul-86	7.25	7.69	0.44
Ago-83	10.42	10.53	0.12	Ago-86	6.66	7.25	0.60
Sep-83	10.38	10.42	0.04	Sep-86	6.82	6.66	0.16
Oct-83	10.35	10.38	0.03	Oct-86	6.72	6.82	0.09
Nov-83	10.47	10.35	0.13	Nov-86	6.82	6.72	0.09
Dic-83	10.38	10.47	0.09	Dic-86	6.91	6.82	0.09
Ene-84	10.38	10.38	0.00	Ene-87	6.88	6.91	0.03
Feb-84	10.60	10.38	0.22	Feb-87	6.97	6.88	0.10
Mar-84	10.85	10.60	0.25	Mar-87	7.03	6.97	0.06
Abr-84	11.00	10.85	0.16	Abr-87	7.44	7.03	0.41
May-84	11.50	11.00	0.50	May-87	7.82	7.44	0.38
Jun-84	12.35	11.50	0.84	Jun-87	7.72	7.82	0.09
Jul-84	12.44	12.35	0.10	Jul-87	7.63	7.72	0.10
Ago-84	12.32	12.44	0.13	Ago-87	7.72	7.63	0.10
Sep-84	12.13	12.32	0.19	Sep-87	8.57	7.72	0.85
Oct-84	11.44	12.13	0.68	Oct-87	8.32	8.57	0.25
Nov-84	10.50	11.44	0.94	Nov-87	8.38	8.32	0.06
Dic-84	9.75	10.50	0.75	Dic-87	8.44	8.38	0.07
Ene-85	9.50	9.75	0.25	Ene-88	7.88	8.44	0.57
Feb-85	9.41	9.50	0.09	Feb-88	7.66	7.88	0.22
Mar-85	10.03	9.41	0.63	Mar-88	7.69	7.66	0.04
Abr-85	9.82	10.03	0.22	Abr-88	7.91	7.69	0.22
May-85	8.94	9.82	0.88	May-88	8.32	7.91	0.41
Jun-85	8.66	8.94	0.29	Jun-88	8.41	8.32	0.09
Jul-85	8.91	8.66	0.25	Jul-88	8.97	8.41	0.57
Ago-85	8.78	8.91	0.13	Ago-88	9.28	8.97	0.31
Sep-85	8.88	8.78	0.09	Sep-88	9.32	9.28	0.04
Oct-85	8.82	8.88	0.06	Oct-88	9.32	9.32	0.00
Nov-85	8.85	8.82	0.03	Nov-88	9.32	9.32	0.00
Dic-85	8.78	8.85	0.06	Dic-88	9.91	9.32	0.59

ANEXO D7

TASA DE INTERÉS PROMEDIO (PRIME Y LIBOR)

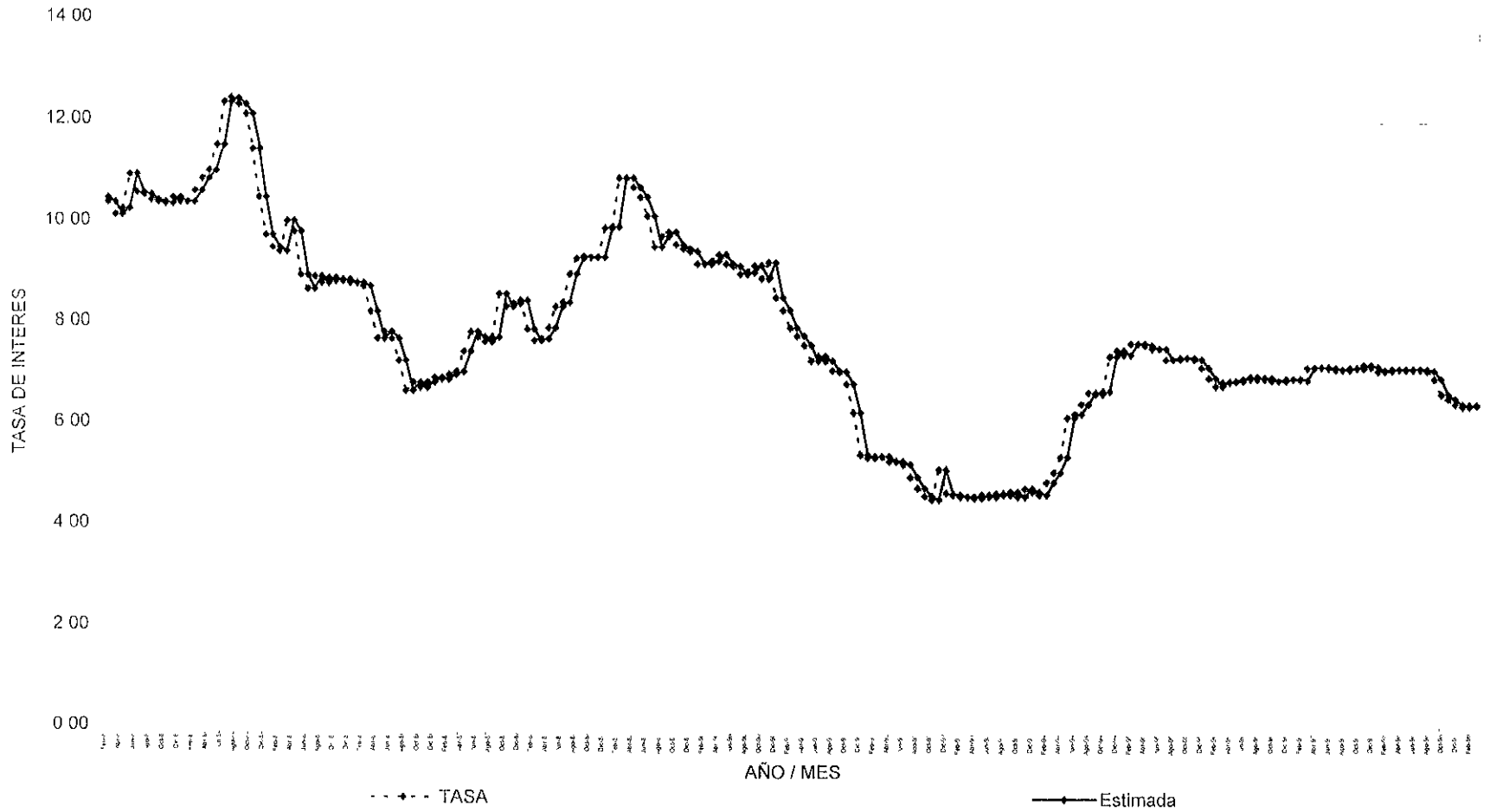
MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación	MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación
Ene-88	7.88	8.44	0.57	Ene-91	8.28	8.53	0.25
Feb-88	7.66	7.88	0.22	Feb-91	7.94	8.28	0.34
Mar-88	7.69	7.66	0.04	Mar-91	7.78	7.94	0.16
Abr-88	7.91	7.69	0.22	Abr-91	7.59	7.78	0.19
May-88	8.32	7.91	0.41	May-91	7.28	7.59	0.31
Jun-88	8.41	8.32	0.09	Jun-91	7.38	7.28	0.10
Jul-88	8.97	8.41	0.57	Jul-91	7.28	7.38	0.10
Ago-88	9.28	8.97	0.31	Ago-91	7.09	7.28	0.19
Sep-88	9.32	9.28	0.04	Sep-91	7.06	7.09	0.03
Oct-88	9.32	9.32	0.00	Oct-91	6.82	7.06	0.25
Nov-88	9.32	9.32	0.00	Nov-91	6.25	6.82	0.57
Dic-88	9.91	9.32	0.59	Dic-91	5.41	6.25	0.85
Ene-89	9.94	9.91	0.04	Ene-92	5.35	5.41	0.06
Feb-89	10.91	9.94	0.97	Feb-92	5.38	5.35	0.03
Mar-89	10.91	10.91	0.00	Mar-92	5.38	5.38	0.00
Abr-89	10.72	10.91	0.19	Abr-92	5.28	5.38	0.10
May-89	10.53	10.72	0.19	May-92	5.28	5.28	0.00
Jun-89	10.16	10.53	0.38	Jun-92	5.22	5.28	0.06
Jul-89	9.53	10.16	0.63	Jul-92	4.97	5.22	0.25
Ago-89	9.75	9.53	0.22	Ago-92	4.75	4.97	0.22
Sep-89	9.84	9.75	0.09	Sep-92	4.60	4.75	0.16
Oct-89	9.59	9.84	0.25	Oct-92	4.53	4.60	0.07
Nov-89	9.50	9.59	0.09	Nov-92	5.12	4.53	0.60
Dic-89	9.44	9.50	0.07	Dic-92	4.66	5.12	0.47
Ene-90	9.19	9.44	0.25	Ene-93	4.63	4.66	0.03
Feb-90	9.10	9.19	0.00	Feb-93	4.60	4.63	0.03
Mar-90	9.25	9.19	0.07	Mar-93	4.60	4.60	0.00
Abr-90	9.38	9.25	0.13	Abr-93	4.57	4.60	0.03
May-90	9.19	9.38	0.19	May-93	4.63	4.57	0.06
Jun-90	9.15	9.19	0.03	Jun-93	4.60	4.63	0.03
Jul-90	8.99	9.15	0.16	Jul-93	4.66	4.60	0.06
Ago-90	9.03	8.99	0.04	Ago-93	4.63	4.66	0.03
Sep-90	9.16	9.03	0.13	Sep-93	4.69	4.63	0.06
Oct-90	8.90	9.16	0.26	Oct-93	4.60	4.69	0.09
Nov-90	9.22	8.90	0.32	Nov-93	4.75	4.60	0.16
Dic-90	8.53	9.22	0.69	Dic-93	4.69	4.75	0.06

ANEXO D7

TASA DE INTERÉS PROMEDIO (PRIME Y LIBOR)

MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación	MES	TASA PROMEDIO	Promedio Estimado	Variación
Ene-94	4.63	4.69	0.06	Ene-97	6.91	6.91	0.00
Feb-94	4.88	4.63	0.25	Feb-97	6.90	6.91	0.01
Mar-94	5.07	4.88	0.19	Mar-97	7.14	6.90	0.24
Abr-94	5.38	5.07	0.31	Abr-97	7.16	7.14	0.03
May-94	6.16	5.38	0.78	May-97	7.16	7.16	0.01
Jun-94	6.23	6.16	0.07	Jun-97	7.14	7.16	0.01
Jul-94	6.43	6.23	0.21	Jul-97	7.11	7.14	0.03
Ago-94	6.66	6.43	0.23	Ago-97	7.11	7.11	0.00
Sep-94	6.63	6.66	0.03	Sep-97	7.14	7.11	0.03
Oct-94	6.69	6.63	0.06	Oct-97	7.13	7.14	0.01
Nov-94	7.38	6.69	0.69	Nov-97	7.20	7.13	0.08
Dic-94	7.50	7.38	0.13	Dic-97	7.16	7.20	0.05
Ene-95	7.41	7.50	0.10	Ene-98	7.07	7.16	0.09
Feb-95	7.63	7.41	0.22	Feb-98	7.09	7.07	0.03
Mar-95	7.63	7.63	0.00	Mar-98	7.11	7.09	0.02
Abr-95	7.60	7.63	0.03	Abr-98	7.11	7.11	0.00
May-95	7.53	7.60	0.07	May-98	7.10	7.11	0.01
Jun-95	7.53	7.53	0.00	Jun-98	7.11	7.10	0.01
Jul-95	7.31	7.53	0.22	Jul-98	7.10	7.11	0.01
Ago-95	7.32	7.31	0.00	Ago-98	7.07	7.10	0.03
Sep-95	7.35	7.32	0.04	Sep-98	6.91	7.07	0.16
Oct-95	7.35	7.35	0.00	Oct-98	6.61	6.91	0.30
Nov-95	7.32	7.35	0.03	Nov-98	6.52	6.61	0.09
Dic-95	7.15	7.32	0.17	Dic-98	6.41	6.52	0.11
Ene-96	6.94	7.15	0.21	Ene-99	6.36	6.41	0.05
Feb-96	6.78	6.94	0.16	Feb-99	6.39	6.36	0.03
Mar-96	6.86	6.78	0.08	Mar-99	6.38	6.39	0.02
Abr-96	6.87	6.86	0.01				
May-96	6.88	6.87	0.01				
Jun-96	6.92	6.88	0.04				
Jul-96	6.96	6.92	0.04				
Ago-96	6.91	6.96	0.06				
Sep-96	6.94	6.91	0.03				
Oct-96	6.88	6.94	0.06				
Nov-96	6.88	6.88	0.00				
Dic-96	6.91	6.88	0.03				

VALORES ESTIMADOS
 VARIABLES DE RIESGO
 TASAS DE INTERÉS



ÍNDICE

	CAPÍTULO	PÁGINAS
	INTRODUCCIÓN	1
	El Petróleo en México	1
	El Instituto Mexicano del Petróleo	1
	El cliente, Petróleos Mexicanos	3
	El Petróleo en el ámbito nacional y mundial	3
	Objetivo	7
1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA DE PROYECTOS.	9
1.1.	Interés	9
1.2.	Tasa de interés	9
1.3.	Interés simple Interés compuesto	10
1.4.	Flujo de efectivo	10
1.5.	El valor del dinero en el tiempo	10
1.6.	Valor presente neto	10
1.7.	Costo anual equivalente	12
1.8.	Tasa interna de rendimiento	12
1.9.	Relación Ingreso-Egreso	12
1.10.	Relación Beneficio-Costo	13
1.11.	Análisis de sensibilidad	13
1.12.	Sensibilidad de una propuesta	13
2.	LA EVALUACIÓN ECONÓMICO - FINANCIERA EN LA INDUSTRIA PETROLERA Y SU MARCO NORMATIVO.	15
2.1.	Estado actual de la evaluación económica – financiera en PEP	15
2.2.	Manejo del riesgo	15
2.3.	Marco normativo	16
2.4.	Horizonte	17

2.5.	Precios	17
2.6.	Costos	17
2.7.	Contenido de dólares y paridad	18
2.8.	Tasa de descuento	18
2.9.	Inflación	18
2.10.	Régimen fiscal	18
3.	METODOLOGÍA PROPUESTA.	21
3.1.	Diagnóstico de metodologías	21
3.1.1.	El método de la tasa de retorno alta	21
3.1.2.	Método de alternativa más favorable, menos favorable y regular	22
3.1.3.	Análisis de sensibilidad	22
3.1.4.	La varianza de la tasa de interés	24
3.1.5.	Árboles de decisión	24
3.1.6.	Método de Montecarlo	24
3.1.7.	Matriz de beneficios	24
3.1.8.	La regla de Laplace	25
3.1.9.	Regla de maximin y maximax	26
3.1.10.	La regla de Hurwicz	25
3.1.11.	La regla minimax de la pena o el pesar	26
3.2.	Generalidades	27
3.2.1.	Análisis de los parámetros que intervienen en el proceso	28
3.2.2.	Variables de ingresos	28
3.2.3.	Variables de egresos	29
3.2.4.	Gastos de intervención y acondicionamiento de pozos	29
3.2.5.	Adquisición de equipo, instalación y acondicionamiento	30
3.2.6.	Renta de equipo, mantenimiento, operación, energía y otros insumos	30
3.2.7.	Administración, supervisión y transporte de la producción	30
3.2.8.	Paridad	30
3.2.9.	Tasas de interés o descuento	31
3.3.	Identificación de los parámetros de riesgo	31
3.3.1.	Ingresos	31
3.3.2.	Egresos	31
3.3.3.	Tasa de descuento	31
3.3.4.	Base de datos	31
3.3.5.	Métodos de pronóstico	32
3.3.6.	Valores esperados de las variables de entrada	32
3.3.7.	Cálculo de Estimadores Económicos	33

3.3.8.	Valores esperados de los Indicadores Económicos	33
3.3.9.	Indicadores de Riesgo	34
4.	APLICACIÓN A UN PROYECTO DE INVERSIÓN.	35
4.1.	Proyectos de inversión en PEMEX Exploración y Producción	35
4.2.	Generalidades del proyecto	37
4.3.	Parámetros del Proyecto	38
4.4.	Variabíes de Riesgo	39
4.5.	Cálculo de los Indicadores económicos	39
4.6.	Cálculo de los Indicadores de probabilidad	40
4.7.	Estimación del Riesgo	40
4.8.	Estimación del Riesgo para el caso del cálculo con impuestos	40
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	45
	BIBLIOGRAFÍA.	47
	ANEXOS.	48
	ÍNDICE.	125