



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE CIENCIAS**

**MODELO DE PRONÓSTICO DE COSTOS DE  
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**ACTUARIO**

**P R E S E N T A :**

**EDGAR GÓMEZ PORRAS**



Tutor: **MAURICIO AGUILAR GONZÁLEZ**

**2006**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## Hoja de datos del Jurado

DATOS	
1. Datos del alumno	Gómez Porras Edgar 57 73 23 16 Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ciencias Actuaría 097187736
2. Datos del tutor	Act Mauricio Aguilar González
3. Datos del sinodal 1	Act Maribel Mercado Rejón
4. Datos del sinodal 2	Mat Adrián Girard Islas
5. Datos del sinodal 3	M en I Fernando Eleazar Vanegas Chávez
6. Datos del sinodal 4	Act Roberto Cánovas Theriot
7. Datos del trabajo escrito	Modelo de Pronóstico de Costos de PEMEX Exploración y Producción Modelo de pronóstico 92 p 2006

## **DEDICATORIA**

### **A mi hermano Hiram:**

*Mi chinito, mi único hermano a quien siempre voy a querer,  
hoy mi Ángel con quien comparto cada una de mis victorias,  
el amor más grande y hermoso que nos une al cielo.*

### **A mis Padres:**

#### **Jorge Gómez Cruz y Maria del Refugio Porras**

*Un tesoro invaluable son para mi,  
admiro su fortaleza y determinación para seguir creciendo,  
porque también soy el fruto de su amor  
les agradezco la vida y todo el amor que me han compartido  
que a lo largo del camino es mi fortaleza.*

### **A mis amigos:**

#### **Ramiro Sánchez Aguilar**

*A quien admiro por la grandeza de su ser y  
agradezco su amistad tan grande que no conoce distancias.*

#### **Raymundo Rosas Villicaña**

*Porque con su alegría y amistad incondicional  
se hace ameno el camino por la vida.*

### **A mi Tía Mari:**

*Por ser mi ejemplo de éxito y perseverancia.*

### **A mi compadre Gustavo Barraza Gómez:**

*Con quien he compartido desde la infancia  
momentos tan significativos y especiales, amigo sincero.*

### **A Favi:**

*Mi novia hermosa por todo el cariño y amor  
que me inspira cada vez a ser un hombre mejor  
y por su compañía incondicional en todas las circunstancias.*

### **A Dios:**

*Luz vital al principio y al final de Todo.*

## **AGRADECIMIENTOS ESPECIALES:**

### **Al Act. Mauricio Aguilar González:**

*Una persona admirable, por compartir su valiosa experiencia y ser una guía excepcional en la dirección de este estudio que, sin duda alguna, también tiene su sello profesional.*

### **Al Ing. Juan Bujanos Wolf:**

*Una fina persona de quien admiro por su gran inteligencia, por brindarme la oportunidad de vivir esta experiencia en una empresa tan importante para nuestro país que es Petróleos Mexicanos.*

### **A mis sinodales:**

Act. Mauricio Aguilar González

Act. Maribel Mercado Rejón

Mat. Adrián Girard Islas

M. en I. Fernando Eleazar Vanegas Chávez

Act. Roberto Cánovas Theriot

*Eminencias.*

# MODELO DE PRONÓSTICO DE COSTOS DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

## ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN .....	7
--------------------	---

### Capítulo 1. LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

1.1 Marco jurídico de los energéticos en México.....	11
1.2 Estructura organizacional de PEMEX .....	12
1.3 Descripción de PEMEX exploración y producción (PEP) .....	14
1.4 Los proyectos de exploración y explotación en PEP .....	18
1.5 La cadena de valor de los proyectos de inversión en PEP .....	20
1.6 Resumen .....	22

### Capítulo 2. LOS PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE PEP Y SUS COSTOS

2.1 Hipótesis del modelo .....	24
2.2 Los proyectos de explotación de PEP .....	25
2.3 Costo de extracción, operación y mantenimiento .....	28
2.4 Descripción de los costos en el estado de resultados de PEP .....	29
2.5 Análisis de sensibilidad .....	34
2.6 Descripción de la base histórica de costos .....	36
2.7 Resumen .....	37

### Capítulo 3. CRITERIOS Y BASES PARA EL MODELO DE PROYECCIÓN DE COSTOS

3.1 Consideraciones especiales .....	39
3.2 Tratamiento de la información .....	40
3.3 Estructura de las variables de costo .....	41
3.4 Resumen .....	46

## Capítulo 4. MODELO DE PRONÓSTICO DE COSTOS DE PEP

4.1	Análisis de las series de tiempo por tipo de costo .....	48
4.1.2	Análisis de la tendencia .....	49
4.2	Procedimiento estadístico de análisis, correlación y autocorrelación ....	51
4.3	Medidas de la exactitud del pronóstico .....	52
4.4	Modelado y pronóstico de la tendencia .....	53
4.4.1	Modelo de promedios móviles .....	53
4.4.2	Modelo de tendencia lineal .....	54
4.4.3	Modelo de tendencia cuadrática .....	54
4.4.4	Modelo de tendencia exponencial .....	55
4.4.5	Modelo de tendencia S-curva .....	56
4.4.6	Modelo ARIMA .....	56
4.4.7	Representación gráfica de las variables de costo .....	59
4.5	Modelo de pronóstico .....	68
4.5.1	Elección del modelo para cada trayectoria .....	69
4.6	El pronóstico .....	75
4.6.1	El pronóstico directo sobre el Egreso Total .....	75
4.6.2	El pronóstico por componentes de costo .....	76
4.6.3	Construcción del Egreso Total por el pronóstico de variables .....	76
4.7	Análisis de resultados .....	79
4.7.1	Enfoque práctico para la toma de decisiones .....	82
4.8	Resumen .....	83
	CONCLUSIONES .....	84
	ANEXO .....	86
	Glosario de términos .....	87
	Tabla de abreviaturas e Índice de figuras .....	89
	Índice de gráficas .....	90
	Índice de tablas y bibliografía .....	91

# **INTRODUCCIÓN**

La industria petrolera constituye, a partir de la reforma al artículo 27 constitucional<sup>1</sup>, uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico de la nación mexicana, pues se encarga de la exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y la venta de hidrocarburos y productos obtenidos de la refinación de éstos.

En México, la industria petrolera está formada por Petróleos Mexicanos (PEMEX), que opera las actividades exclusivas de la nación en materia de explotación petrolera y cuenta con la infraestructura y la experiencia de sus trabajadores para sostener el funcionamiento de la empresa como lo ha hecho desde 1940; sin embargo, actualmente enfrenta un grave rezago debido a que no se ha desarrollado tecnología de vanguardia; no obstante, requirió de una reorganización<sup>2</sup> integral de su marco jurídico para dotarse de los instrumentos que le permitan crecer al ritmo de las crecientes necesidades del país. En dicha reorganización se crearon cuatro organismos subsidiarios descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial dentro de los cuales se encuentra PEMEX Exploración y Producción (PEP), empresa paraestatal la cual es el objeto principal de este estudio y que se describirá detalladamente en la sección siguiente.

La estructura de este estudio se define en cuatro capítulos cuya temática es la siguiente:

En el primer capítulo se describe el entorno de la industria petrolera que en nuestro país se representa en su totalidad por PEMEX. El objetivo principal de este capítulo es dar a conocer al lector una parte esencial de la actividad de esta empresa, la cual es imprescindible para comprender el origen de los conceptos que son el objeto de este trabajo.

Una vez que se conoce la importancia que los proyectos de inversión tienen para PEP, entonces se definen los costos que se generan a partir de la operación de los proyectos de explotación, con su estructura operativa, con el fin de identificar cabalmente las características de cada tipo de costo conociendo su naturaleza, su clasificación y dotar al lector de una visión clara de su constitución; este es el contenido del segundo capítulo.

<sup>1</sup> Reforma número 3 al artículo 27 constitucional aprobada por el Presidente Constitucional Lázaro Cárdenas, 9 de Noviembre de 1940.

<sup>2</sup> Ley aprobada por el presidente Carlos Salinas de Gortari y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 1992.

El tercer capítulo está dedicado a establecer de manera objetiva cada uno de los elementos considerados para la elaboración de este modelo; en él se establecen los criterios y definiciones para el tratamiento de la información previamente a su análisis con el fin de homogeneizar conceptualmente la terminología y la estructura en grupos de cada una de las variables de costo de acuerdo con las cuentas del estado de resultados de operación histórico. El objetivo principal de este capítulo es que el lector pueda distinguir las bases de este modelo que conforman el punto de partida; así mismo observar que la información se puede apreciar de distintas maneras: como un concepto global y determinado, como un grupo de cuentas que construyen el total de egresos o como un conjunto de variables individuales con características y comportamiento propios.

Finalmente el objetivo del cuarto capítulo es desarrollar un análisis que nos permita la elección de los modelos de pronóstico adecuados para cada tipo de costo de manera particular y siguiendo la estructura de variables, componentes y finalmente total de egresos. Este enfoque estructural nos permite un pronóstico fino y preciso donde el trabajo primordial se centra en construir el total de egresos anual a partir de las variables básicas que le conforman.

Al final de este trabajo se deben verificar las siguientes hipótesis:

- a) Es poco confiable pronosticar directamente el total de egresos, o por sus componentes, debido a que se descartan varios factores reales que influyen en el comportamiento de cada una de las variables de costo y esto se refleja directamente en la holgura de la banda de confianza.
- b) Para efectos de planeación y toma de decisiones, es mejor considerar los resultados de los pronósticos que provengan de las variables más desagregadas para construir totales en cualquier horizonte.
- c) Los valores esperados dentro de la banda de confianza propuesta por el modelo incluye factores que agregan holgura en la medida en que el pronóstico se elabore considerando más variables.

## Capítulo 1

# **LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO**

## 1.1 Marco jurídico de los energéticos en México

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en su artículo 27, atribuye a la nación el “dominio directo” sobre todos los recursos energéticos naturales dentro del territorio nacional los cuales, por su propia naturaleza, constituyen parte del patrimonio nacional. El marco jurídico nacional de los energéticos se integra por distintos regímenes para la administración de los recursos energéticos naturales que son los siguientes: *Régimen patrimonial*, *Régimen de uso y aprovechamiento* y *Régimen regulatorio*.

Dentro de la Administración Pública Federal Centralizada se realizan actos de gobierno y se encuentra la Secretaría de Energía (SENER) que, al igual que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), es un organismo de autoridad desconcentrado<sup>a</sup> del Ejecutivo Federal que se encarga de vigilar, regular, planear, conducir y regir a los organismos públicos descentralizados que actúan como agentes económicos en el desarrollo de la industria energética nacional como lo es Petróleos Mexicanos (PEMEX). La SENER, por su parte, es la entidad normativa que dicta el rumbo que deben de seguir las grandes compañías que componen el sector energético del país — PEMEX, CFE, LUZ Y FUERZA DEL CENTRO — con base en estudios del entorno y con apego al Plan de Desarrollo Nacional elaborado por el Ejecutivo Federal.

El propósito general de PEMEX es maximizar el valor económico a largo plazo de los hidrocarburos y sus derivados, para contribuir al desarrollo sustentable del país y es de gran importancia conocer la normatividad que rige a la paraestatal<sup>3</sup> en materia de operación y fiscalización para así comprender su identidad y poder planear su desarrollo de acuerdo con los estatutos establecidos; la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios<sup>4</sup> vigente define a Petróleos Mexicanos como un “organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios”, cuyo objeto es ejercer la conducción central y la dirección estratégica de toda actividad que abarca la industria petrolera estatal, en términos de la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.

<sup>a</sup> Estos organismos son Unidades Administrativas jerárquicamente subordinadas a las Secretarías de Estado con “facultades específicas para resolver” (autoridad) sobre la materia.

<sup>3</sup> Ley Federal de las Entidades Paraestatales, Texto Vigente, última Reforma Aplicada 21/05/2003, CAPÍTULO II, De los Organismos Descentralizados.

<sup>4</sup> CAPÍTULO I, Disposiciones Generales, Artículo 2.

## 1.2 Estructura organizacional de PEMEX

A partir de la reorganización de Petróleos Mexicanos en 1992 descrita en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios<sup>6</sup>, artículo 3, “PEMEX crea los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, asignándoles también personalidad jurídica y patrimonio propios“, mismos que se mencionan a continuación y atenderán las siguientes funciones:

PEMEX opera por conducto de una dirección corporativa y cuatro organismos subsidiarios (ver *Figura 1*)

- Pemex Corporativo (PC)
- Pemex Exploración y Producción (PEP)
- Pemex Refinación (PR)
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- Pemex Petroquímica (PP)

El organismo corporativo es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, así como de asegurar su integridad y unidad de acción.

PEMEX Exploración y Producción, por su parte, tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

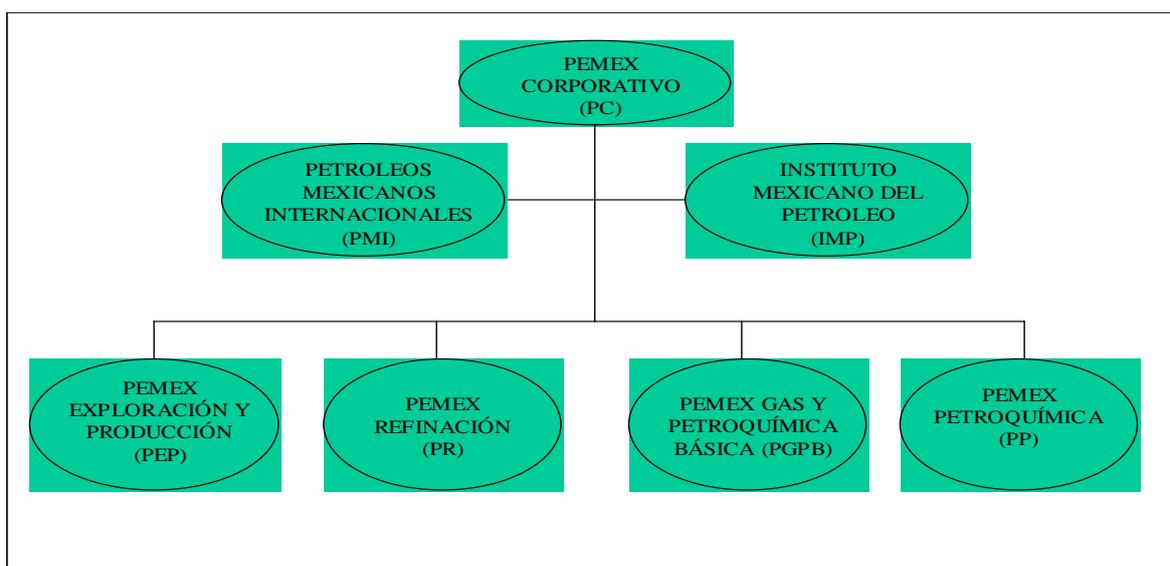
PEMEX Refinación lleva a cabo los procesos de refinación, la elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

<sup>6</sup> Publicada el 16 de julio de 1992 en el DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN

PEMEX gas y petroquímica básica, procesa el gas natural y los líquidos de éste; distribuye y comercializa gas natural y gas LP, y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

PEMEX petroquímica, a través de sus siete empresas filiales — Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula — elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

Cabe mencionar que PEMEX también cuenta con Petróleos Mexicanos Internacionales (PMI) y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). El primero de estos organismos realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos, mientras que el IMP proporciona a PEMEX apoyo tecnológico y científico tanto en la extracción de hidrocarburos, como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.



**Figura 1.** Estructura Organizacional de PEMEX, Fuente: PEMEX, Memoria de Labores 2000, México, Marzo, 2001.

### 1.3 Descripción de PEMEX Exploración y Producción (PEP)

PEMEX Exploración y Producción, es un organismo público descentralizado del gobierno federal de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad y patrimonio propios de acuerdo a la ley orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios

publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de julio de 1992. El objetivo de esta tesis se ubica en el área de PEMEX Exploración y Producción (PEP), por lo que se explicará a continuación en que consisten las actividades de PEP, las *regiones* y *activos* en los cuales se encuentra organizado y su constitución administrativa dentro de PEMEX. PEP tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo, así como del gas natural, siendo sus objetivos principales:

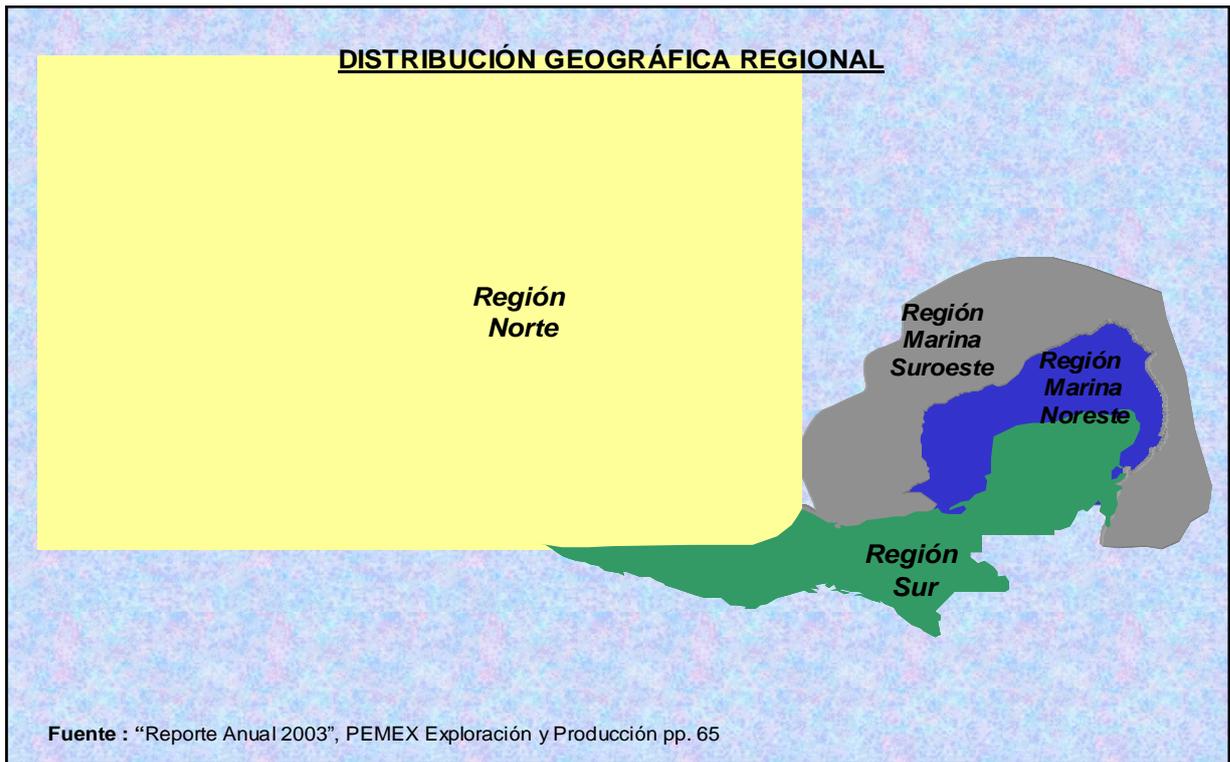
- Maximizar el valor económico de las reservas;
- Asegurar la oferta de hidrocarburos a largo plazo; y
- Enfatizar la seguridad industrial y la protección ambiental.

Para lograr estos objetivos, PEP lleva a cabo varias actividades:

- Descubrir reservas y mejorar su calidad;
- Aumentar el *factor de recuperación* (ver glosario) de hidrocarburos en los yacimientos.
- Desarrollar infraestructura de transporte y almacenamiento para crudo<sup>7</sup> y gas natural.
- Garantizar la confiabilidad de las operaciones.

La actividad de PEP se encuentra clasificada en regiones y éstas, a su vez, en activos; cada uno de éstos posee un determinado número de campos y pozos. Formalmente, se entiende por región al ámbito geográfico que corresponde a una división administrativa específica de PEP (ver *Figura 2*), y como activo al área administrativa y geográfica a la que corresponden determinados campos formados por un cierto número de pozos y su respectiva infraestructura.

<sup>7</sup> Excluye la producción de condensados y la de líquidos del gas natural obtenidos en plantas de extracción de licuables



**Figura 2.** Distribución geográfica regional

### Región Norte

La región norte abarca una gran parte del país, cubriendo más de 2 millones de kilómetros cuadrados que están delimitados por la frontera entre México y Estados Unidos, el Golfo de México, el río Papaloapan y con el Océano Pacífico. En esta región — hoy considerada una unidad de negocio<sup>8</sup> — se encuentran los *activos integrales* Burgos, Veracruz y Poza Rica-Altamira, además del activo regional de exploración.

<sup>8</sup> Anteriormente se manejaban distritos, a partir de 1998 se les denomina activos y a su vez a los activos de producción o exploración que por sí solos generan valor se le conoce como unidades de negocio.

### Región Sur

La región sur tiene una superficie aproximadamente 390 mil kilómetros cuadrados y comprende parte de los estados de Guerrero, Oaxaca y Veracruz, así como la totalidad de los territorios de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo y Chiapas. Por sus importantes volúmenes de producción de hidrocarburos, la región sur es un componente esencial de PEP, como lo demuestra el que, en el 2003, produjo el 14% del total nacional.

### Región Marina Noreste

De las cuatro regiones que integran PEP, la marina noreste es la más importante en lo que se refiere a la producción de crudo tipo Maya y ocupa el tercer lugar en extracción de gas natural. Reconocida como la unidad de negocio que genera más recursos económicos para el país, esta región contribuyó en el 2003 con una cifra que representó el 72 % del total nacional de la producción de aceite.

### Región Marina Suroeste

Actualmente la región marina suroeste abarca un área de exploración y explotación de 352 mil 290 kilómetros cuadrados que se sitúa en la plataforma y talud continentales del golfo de México. Al sur, sus límites se ubican en los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche; al norte, en las líneas limítrofes de las aguas territoriales; al este, en el área de influencia de la región marina noreste y al oeste, en la zona del proyecto Golfo de México "A" de la región norte.

La región tiene una importancia vital ya que, por la permeabilidad y espesor de sus yacimientos, la productividad de los pozos es muy alta, al igual que la calidad del crudo extraído de ellos, que es del tipo Istmo.

## Activos

Anteriormente los activos se encontraban organizados en activos de exploración y explotación para la misma zona geográfica, de tal manera que la dirección administrativa de los proyectos era exclusiva y no se llevaba a cabo de manera conjunta como en los activos integrales que actualmente se encuentran conformados por coordinaciones de exploración y explotación dentro de un mismo activo. Actualmente se tiene una división con doce activos integrales, distribuidos de la siguiente manera:

<b>REGIÓN</b>	<b>ACTIVO ADMINISTRATIVO</b>
Marina Noreste	Cantarell Ku - Maloob – Zaap
Marina Suroeste	Litoral Tabasco Abkatún - Pol – Chic
Sur	Bellota – Jujo Cinco Presidentes Macuspana, Muspac Samaria – Luna
Norte	Burgos Poza Rica – Altamira Veracruz

**Tabla 1.** Activos administrativos por región

#### **1.4 Los proyectos de exploración y explotación en PEP**

A nivel empresa, PEMEX considera un *proyecto de inversión* como: “El conjunto de actividades enmarcadas en un plan de acción específico, que al llevarse a cabo tienen como objetivo satisfacer una necesidad, resolver una problemática dada o bien, dar cumplimiento a una meta previamente establecida como la producción de bienes o servicios, la reducción de costos y/o la mejora operativa”<sup>9</sup>. En otras palabras un proyecto de inversión implica destinar recursos financieros en el presente, con la expectativa de obtener beneficios futuros cuantificables en términos monetarios, productivos y de beneficio social.

La actividad petrolera requiere de estudios de exploración, previos a la explotación, para descubrir localizaciones geográficas que contengan hidrocarburos en el interior de sus yacimientos; para ello es necesario hacer una distinción entre la exploración y la explotación dentro de un proyecto de inversión PEP; la exploración es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones nuevas de los depósitos existentes. Por su parte, la explotación se refiere a la extracción de los hidrocarburos descubiertos con la infraestructura, mantenimiento y mano de obra necesarios para ello.

Un *proyecto de exploración* requiere de la realización de diversos tipos de estudios encaminados a adquirir un mejor conocimiento del subsuelo a fin de disminuir los riesgos intrínsecos de la exploración y finalmente lograr la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de una secuencia de actividades que involucran la realización de estudios de campo y gabinete; la adquisición de información sísmica de alta resolución; la identificación de oportunidades exploratorias, la documentación y finalmente las actividades de perforación de las localizaciones exploratorias, lo que implica aplicar metodologías de análisis de riesgo y utilizar tecnología y conceptos de vanguardia.

<sup>9</sup> Definición Conceptual de Proyecto de Inversión de acuerdo con los “LINEAMIENTOS PARA LA DOCUMENTACIÓN AUTORIZACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE PETROLEOS MEXICANOS, ORGANISMOS SUBSIDIARIOS Y EMPRESAS FILIALES”. PEMEX Exploración y Producción, 2004, México, pp. 18

El descubrimiento de concentraciones de crudo en el interior de los yacimientos explorados permite una estimación de reservas a explotar para lo cual se requiere de infraestructura para comenzar la fase de *explotación*.

Un *proyecto de explotación* tiene como objetivo principal la extracción de hidrocarburos, por lo que requiere de una fuerte inversión en infraestructura, mano de obra, costos de operación y mantenimiento, transporte y otros durante su desarrollo. Conviene destacar que los costos de operación y mantenimiento y transporte, se encuentran en función del número de los pozos operando y de la producción de los mismos.

El ciclo de vida de un proyecto de explotación es el siguiente:

*Desarrollo de campos.-* Consiste en la perforación de pozos productores y la construcción de la infraestructura necesaria para la extracción del hidrocarburo compuesta por los cabezales de recolección, las líneas de descarga, las baterías de separación, los oleoductos, los gasoductos, las unidades de compresión, etc. Es importante mencionar que estas actividades se financian por gasto de inversión.

*Explotación.-* Una vez construida la infraestructura necesaria se comienza con la extracción del hidrocarburo. Esta actividad se compone de la operación y el mantenimiento de los pozos productores, lo que genera costos por diversos conceptos que estudiaremos en el siguiente capítulo.

*Optimización y recuperación.-* Por su propia naturaleza, la producción de los pozos disminuye conforme avanza la explotación, por ello existen métodos que permiten incrementar la producción a través de la inyección de gas, la instalación de sistemas artificiales de bombeo neumático, etcétera, con el objeto de optimizar la explotación y recuperar el nivel de producción de hidrocarburos hasta que estos se agoten.

*Abandono de campos.-* Finalmente cuando las reservas de hidrocarburos han sido extraídas al máximo, los pozos de un campo dejan de ser productores y requieren de ser taponados por seguridad ecológica, lo que también implica que la infraestructura pierde funcionalidad y se incurre en gastos por abandono.

## 1.5 La cadena de valor de los proyectos de inversión en PEP

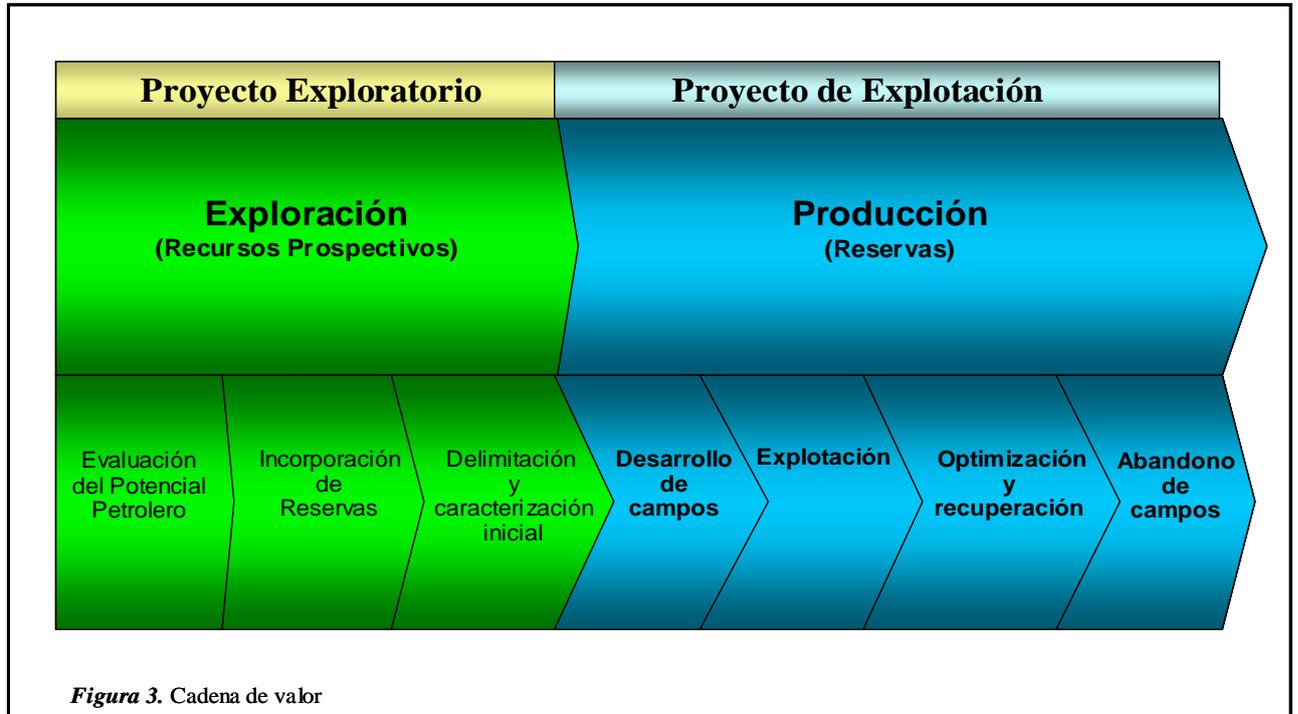
México cuenta con un gran potencial de recursos de hidrocarburos aún por cuantificar y un inventario exploratorio que constituye una oportunidad histórica para el país. La evaluación de cuencas es el paso inicial de la exploración para conocer el subsuelo y las características esenciales de las rocas almacenadoras que lo constituyen; esto se determina mediante estudios ultrasónicos conocidos como *estudios de zona sísmica* donde se distinguen concentraciones de hidrocarburos y para ello se cuenta con software adecuado para hacer simulaciones e identificar las zonas factibles. A una zona factible se le denomina *área de oportunidad* y una vez determinada esta zona se conoce el tipo de hidrocarburo predominante de acuerdo con las características de la cuenca. Las principales cuencas de hidrocarburos en el país son Burgos, Veracruz, Macuspana, Sonda de Campeche, Chiapas-Tabasco, Sabinas, Salina, Plataforma Continental y Golfo de México profundo.

Técnicamente hablando los *recursos petroleros* son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo a condiciones de superficie; en otras palabras, el conjunto de hidrocarburos de los que se conoce su existencia y que se encuentran contenidos en el interior de un yacimiento, es un recurso petrolero. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama *recurso* únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina *volumen original total*, el cual puede estar descubierto o no; y a sus proporciones recuperables se les denomina *recursos prospectivos*, *recursos contingentes* o *reservas*. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, las reservas son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables.

La actividad petrolera comienza con el conjunto de estudios requeridos por un proyecto de exploración cuyo objetivo es la incorporación de reservas de hidrocarburos.

La fase de delimitación consiste en definir la dimensión de un yacimiento por medio de perforación de pozos delimitadores en base a los cuales se adquiere un mejor conocimiento del subsuelo. Esta fase también se conoce como *caracterización inicial de un campo* y es la etapa en la que se estiman niveles de producción por cada pozo delimitador dando pauta al desarrollo de campos que es la fase inicial de un proyecto de explotación.

La siguiente figura (*Figura 3*) representa la cadena de valor de los proyectos en PEP de acuerdo con las características del negocio.



Los proyectos de inversión de PEP se administran en los activos de acuerdo con su ubicación geográfica en la región que comprenda su territorio.

El punto anterior es importante porque en cada activo administrativo se cuenta con información real de ingresos, egresos, inversiones y cuentas de gastos realizados por la operación de los proyectos; dicha información constituye la “historia” del proyecto de inversión.

La historia es un elemento estadístico básico para la elaboración de un pronóstico; es considerada como un conjunto de registros de información que describe el comportamiento de una variable a través del tiempo con cierta tendencia que puede ajustarse a determinados modelos de pronóstico del comportamiento de las variables de costo que son el objeto de este estudio.

## 1.6 Resumen

La explotación y comercialización de los hidrocarburos en México es llevada a cabo por Petróleos Mexicanos. La complejidad de los procesos de exploración, extracción, químicos, refinación, almacenamiento, etcétera, ha hecho necesaria para la compañía una reingeniería en su organización estructural y a este motivo se debe la creación de organismos subsidiarios, siendo PEMEX Exploración y Producción el ente económico de interés en este estudio.

La definición de PEP como organismo con personalidad y patrimonio propios, encargado de la exploración y explotación de los hidrocarburos de México, le ubica como el organismo con mayor dinámica económico – operativa. Esta dinámica se puede observar en el desarrollo de un proyecto de inversión desde sus inicios en la fase de exploración hasta la última fase de la explotación incurriendo en gastos de distinta naturaleza.

La extensión de los yacimientos que contienen hidrocarburos almacenados en su interior se ubica en las distintas zonas geográficas a lo largo de todo el territorio nacional. Por este motivo la administración de los proyectos de inversión y bienes propiedad de la empresa sería compleja de no existir una organización regional en activos administrativos en toda la república como lo hace PEP hoy día al dividir la gran labor administrativa en 4 regiones y en activos administrativos por región donde se registran los ingresos y egresos de la compañía en los diferentes conceptos derivados de la operación de cada proyecto.

La cadena de valor que se muestra en la última sección de este capítulo es un bosquejo de las actividades que se realizan en la industria petrolera para llevar a cabo la explotación del subsuelo y la extracción de hidrocarburos. El objetivo de mostrarla es ubicar al egreso en la fase de explotación como el inicio de las erogaciones, inversiones e ingresos a partir del descubrimiento de la materia prima en el subsuelo.

## Capítulo 2

# **LOS PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE PEP Y SUS COSTOS**

## 2.1 Hipótesis del modelo

Una vez conocida la cadena de valor de los proyectos de inversión de PEP podemos definir algunas condiciones necesarias para realizar el planteamiento de este estudio.

Los principales supuestos para la construcción del pronóstico son los siguientes:

- a) El número de proyectos de explotación y exploración que se incorporan o se abandonan, periódicamente, sigue el mismo patrón registrado por el estado de resultados de PEP del periodo 1992 - 2003.
- b) La magnitud de los proyectos que se incorporan sigue un patrón similar al del periodo para efectos de participación en los costos.
- c) El nivel de producción de la empresa se conserva con el mismo comportamiento que en el periodo.
- d) El tipo de cambio sigue la misma tendencia que se ha registrado en el periodo 1992 – 2003.
- e) El año base de precios es el 2003 y las cifras pronosticadas se encuentran a pesos del 2003 de acuerdo con el Índice Nacional de Precios al Consumidor del Banco de México.

Los tres primeros supuestos se refieren al crecimiento de la empresa y consideran que se conserva el mismo crecimiento del periodo ya que la incorporación o abandono de algún proyecto repercute directamente en la magnitud de las erogaciones. El nivel de producción del periodo base se supone con el mismo comportamiento debido a que un cambio significativo en la producción derivado de alguna catástrofe o el descubrimiento de algún yacimiento muy productivo modifica el comportamiento de los costos variables por su naturaleza.

Los dos supuestos siguientes son imprescindibles para efectos de precisión en la proyección de las cifras puesto que son indicadores asociados.

La elaboración de pronósticos va de acuerdo con el comportamiento registrado en el periodo base por ser el patrón real que describe la evolución de la empresa.

La construcción del Egreso total requiere la inclusión de las cuentas más desagregadas que le integran para determinar la precisión entre los distintos tipos de pronóstico posteriores al análisis y diagnóstico de las variables.

## 2.2 Los proyectos de explotación de PEP

Los proyectos de explotación son administrados de acuerdo con la siguiente estructura:



Un proyecto de explotación se compone de *campos de desarrollo* los cuales son el conjunto de los pozos que se encuentran en operación, es decir, de los pozos que cuentan con la infraestructura suficiente para extraer grandes cantidades de hidrocarburo que se encuentra disperso en la *roca almacenadora* que le contiene al interior de un yacimiento determinado.

Esta estructura organiza a los proyectos de explotación de la siguiente manera:

<b>REGIÓN</b>	<b>ACTIVO ADMINISTRATIVO</b>	<b>PROYECTO DE EXPLOTACIÓN *</b>
Marina Noreste	Cantarell	2 proyectos
	Ku - Maloob – Zaap	1 proyecto
Marina Suroeste	Litoral Tabasco	6 proyectos
	Abkatún - Pol - Chuc	8 proyectos
Sur	Bellota – Jujo	5 proyectos
	Cinco Presidentes	1 proyectos
	Macuspana	2 proyectos
	Muspac	3 proyectos
	Samaria – Luna	2 proyectos
Norte	Burgos	2 proyectos
	Poza Rica - Altamira	11 proyectos
	Veracruz	1 proyecto

**Tabla 2.** Distribución de los proyectos de explotación por activo

\* Se omiten los nombres de los proyectos debido a que es información confidencial de PEP

Los proyectos de explotación de PEP mencionados con anterioridad son 44 y forman parte de la cartera de proyectos; cada uno se encuentra en una etapa de productividad particular en la cual el comportamiento de sus costos depende del nivel de producción y de los pozos que se encuentren operando por campo de desarrollo. Es importante ubicar estos proyectos de explotación debido a que, a partir de su operación, se derivan los costos más importantes de nuestro interés.

Los proyectos de explotación de PEP operan a través de programas de tipo estratégico y operacional.

Los *programas estratégicos* son los que incrementan la capacidad instalada y/o dan producción adicional a la actual. Se refieren a una nueva infraestructura: pozos, plantas, ductos, etc. Su realización obedece a decisiones que comprometen el rumbo de Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios o empresas filiales. Son programas que por su magnitud, presentan un impacto muy importante desde el punto de vista de mercado, técnico, tecnológico y presupuestal. En el corto y mediano plazo demandan gran cantidad de recursos financieros del sector público y, por lo general, requieren de largos a medianos periodos de maduración.

Los *programas operacionales* son aquellos que responden a necesidades operativas, contribuyendo a mantener en condiciones adecuadas de operación la infraestructura productiva y de soporte existentes. Son programas que pretenden mejorar la eficiencia operativa e incrementar la productividad tanto de las instalaciones como de los servicios y del personal operativo y administrativo, así como cumplir con las normas y reglamentos en materia de seguridad industrial, ecológica y ahorro de energía. Son programas con montos de inversión generalmente menores a los requeridos por los proyectos estratégicos y que requieren de cortos a medianos periodos de maduración.

Estos programas se encuentran sujetos a un proceso de planeación que considera la vinculación estratégica del organismo con los planes y programas gubernamentales. Como resultado del proceso de planeación, Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales, conforman una cartera de proyectos de inversión, la cual permite una visión global de las necesidades y requerimientos para cumplir con los objetivos y metas de mediano y largo plazo contenidos en la cartera. Los programas estratégicos y operacionales se encuentran contenidos en esta cartera y cada proyecto de inversión tiene programas asociados para su desarrollo.

Con el fin de formular y evaluar a los proyectos de inversión de PEP, se elaboran y entregan a la Gerencia de Presupuestación de la Subdirección de Programación y Presupuestación de la Dirección Corporativa de Finanzas, para una revisión previa al proceso de autorización, los *estudios de factibilidad* técnico-económicos, donde se hace explícito el proceso de planeación, programación, formulación y evaluación de cada proyecto de inversión, con una visión integral del negocio.

### **2.3 Costo de extracción, operación y mantenimiento**

Con apego a las prácticas internacionales, el costo de extracción de PEP es calculado anualmente mediante el indicador *Lifting Cost*, costo de extracción, que considera las erogaciones en efectivo, directas e indirectas, asociadas con la extracción de aceite y gas, así como al mantenimiento operativo en instalaciones y pozos, divididas entre la producción de crudo equivalente.

Es importante definir términos que nos permitan distinguir las erogaciones de PEP en términos de costos. Así comenzaremos con el *costo incremental*, el cual considera los gastos pertinentes directamente asociados con la operación y administración de instalaciones para la evaluación económica de proyectos de desarrollo y de campos, cuyas inversiones determinan la generación de nueva producción o producción incremental.

Para efectos del costo incremental, se considera la información del costo de extracción por campo proveniente del Sistema Institucional de Indicadores de Costo (SIIC).

El costo incremental se subdivide en dos grupos:

***Costo incremental fijo***: Incluye aquellos elementos estructurales del costo que son independientes de la evolución de la producción, que en el corto plazo son fijos, pero que en el mediano y largo plazo tienden a variar en función del aumento o de la disminución de instalaciones operativas como pozos, plantas, ductos, etcétera.

**Costo incremental variable:** Considera los conceptos del costo cuyo comportamiento se relacione directamente con la producción.

**Costo de producción:** Si el costo incremental se divide entre el volumen de hidrocarburos producidos, el resultado será el valor monetario que cuesta para ese nivel de producción.

$$\frac{\text{Costo incremental fijo} + \text{Costo incremental variable}}{\text{Volumen de producción MMBPCE}^*}$$

## 2.4 Descripción de los costos en el estado de resultados de PEP

En esta sección se describen los conceptos de costo que componen el rubro de egresos del estado de resultados de PEP de acuerdo con la definición establecida en los catálogos manejados actualmente.

### GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN

**Ejercicio del gasto corriente:** Este ejercicio se compone por las siguientes tres cuentas

Mano de obra: Se refiere a sueldos y todo tipo de prestaciones y gastos que se canalizan a través de los trabajadores del activo. Se refiere a las clases de costos relacionados con el pago de mano de obra, contenidas en la cuenta de operación de campos.

Materiales y nitrógeno: Esta es una cuenta compuesta por dos componentes que son las siguientes: *Materiales* y *suministros*. Se refiere a las clases de costos relacionados con la adquisición de materiales y refacciones para la operación. *Nitrógeno* y *substancias químicas*. Se refiere a clases de costo derivadas de la operación de campos.

Servicios generales y otros: Comprenden seguros, arrendamientos, agua, luz, indemnizaciones o vigilancia encargada a terceros, entre otros, es decir todos aquellos gastos que no se dirigen a trabajadores ni a la adquisición de materiales. Considera las clases de costos relacionado con el pago de servicios, fletes, reparación y conservación de la cuenta de operación de campos.

\* Ver tabla de abreviaturas

**Reserva laboral:** Se refiere al costo adicional a la mano de obra, asociado a solo el personal activo requerido para la operación de instalaciones y pozos. Es una cantidad que se va separando mensualmente de los ingresos de cada trabajador para constituir un fondo para atender los compromisos que la empresa adquiere con los trabajadores por cada día de labor acumulado, en relación, por ejemplo, con jubilaciones o gratificaciones por antigüedad; las cuotas mensuales que van a dar a esta reserva están en función de la edad de los trabajadores, de su antigüedad, de su salario y en general de la probabilidad de ocurrencia de eventos que se cubren con la misma.

**Compras interorganismos y Servicios interorganismos:** Existe una cuenta que explica ambas erogaciones conocida como: *Otras compras y servicios interorganismos*. Incluye las clases de costos de la cuenta de mayor 6105 con excepción de compras de gas y se refiere a consumos de productos petrolíferos como diesel, gasolinas, ácido muriático, etc.

**Movimiento de inventarios:** Las erogaciones originadas por el traslado de bienes de una sede a otra por efectos de funcionalidad operativa pertenecen a esta cuenta.

**Compras interregiones, interactivos:** El consumo interno de productos petrolíferos producidos en alguna región o activo por otro con el fin de continuar con la explotación u operación de estos procesos, incide en este gasto.

**Recuperación de servicios interregiones e interactivos (-):** Una recuperación de costo equivale conceptualmente a un ingreso a favor de la región o activo que presta un servicio propio de su administración.

**Servicios del Corporativo:** También conocida como *Servicios corporativos*. Considera los costos derivados de requerimientos por concepto de servicios médicos y telecomunicaciones para la operación.

## **GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO**

Se distinguen dos grupos de gastos de operación y mantenimiento; por un lado los que se distribuyen entre los campos de manera proporcional a su producción, y por otro los que van dirigidos a pozos e instalaciones claramente identificadas y que por lo tanto no necesitan prorratearse.

## **GASTOS VIRTUALES**

**Amortización de pozos:** Es el monto de los retiros físicos de dinero para reponer el capital que se ha invertido para financiar un pozo.

**Depreciación de activo fijo:** La pérdida de valor de un activo fijo con el paso del tiempo por el uso, daño o incluso el volverse obsoletos aunque no se deterioren representa este consumo.

**Reserva para exploración y declinación de campos:** Se utiliza para pagar los sueldos y otros gastos no capitalizables del área de exploración, así como los gastos que siendo originalmente destinados a inversiones llegan a culminar, desafortunadamente, en pozos improductivos, ya sea de desarrollo o de exploración.

**Reserva para taponamiento de pozos:** Siguiendo el principio de seguridad ecológica, cuando un pozo resulta improductivo o por su naturaleza ya se encuentra en la fase de abandono, es compromiso de la empresa taponar el pozo cumpliendo con la norma ecológica por lo que se hecha mano de este capital en reserva.

## **GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN**

PEMEX: Incluye cargo a Sede Regional, siendo estos gastos a sede regional los gastos que se refieren a prácticamente los mismos rubros que tienen los activos de producción, esto es mano de obra, materiales, servicios generales, productos de organismos subsidiarios y reserva laboral, y abarcan las distintas dependencias que la conforman como planeación, finanzas, recursos humanos, seguridad industrial, logística y mantenimiento, entre otras, gastos cuyo detalle es indispensable conocer para hacer evaluaciones correctas y encontrar las verdaderas áreas de oportunidad de mejoramiento.

PEP: Son los gastos que se erogan de manera análoga como se describe en la definición anterior, solo que para efectos de exploración y producción.

Región: Excluye cargo a Sede Regional de Corporativo.

## **GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS**

Las nuevas perspectivas del activo y del producto en las Terminales de Almacenamiento y Distribución (TAD's) distribuidas a lo largo de todo el país, vislumbran un costo por el almacenamiento de hidrocarburos desde mantenimiento de recipientes contenedores, instalaciones y supervisiones de seguridad terrestre, comercialización y gastos de transporte de los productos petrolíferos comercializados.

La naturaleza de cada componente de costo del estado de resultados nos permite elaborar la siguiente clasificación por tipo de costo en fijo o variable, definida en el tema anterior, dado que algunas erogaciones mantienen relación directa con el nivel de producción y otras con las instalaciones operativas como pozos, plantas, ductos, etc.

## EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ECONÓMICO DE PEP

### Resultados de Operación, 1996 - 2003 (millones de pesos corrientes)

#### Componentes del Estado de Resultados

C o n c e p t o	Tipo
<b>EGRESOS</b>	Variable
GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN <sup>a</sup>	Variable
Ejercicio gasto corriente	variable
Mano de obra	variable
Materiales y nitrógeno	variable
Servicios generales y otros	variable
Reserva laboral	fijo
Compras interorganismos	variable
Servicios interorganismos	variable
<b>Productos usados en operación</b>	variable
Movimiento de inventarios	variable
Compras interregiones, interactivos	variable
Servicios del Corporativo	fijo
Recup. servs. interreg. interact. (-)	ingresos por servicios
<b>Recup. reventa gas (-)</b>	ingresos por servicios
GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO	variable
GASTOS VIRTUALES	variable
Amortización de pozos	variable
Depreciación de activo fijo	fijo
Reserva para explor. y declin. de campos	fijo
Reserva para taponamiento de pozos	variable
GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN	fijo
Pemex <sup>b</sup>	fijo
PEP	fijo
Región <sup>c</sup>	fijo
GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS	variable

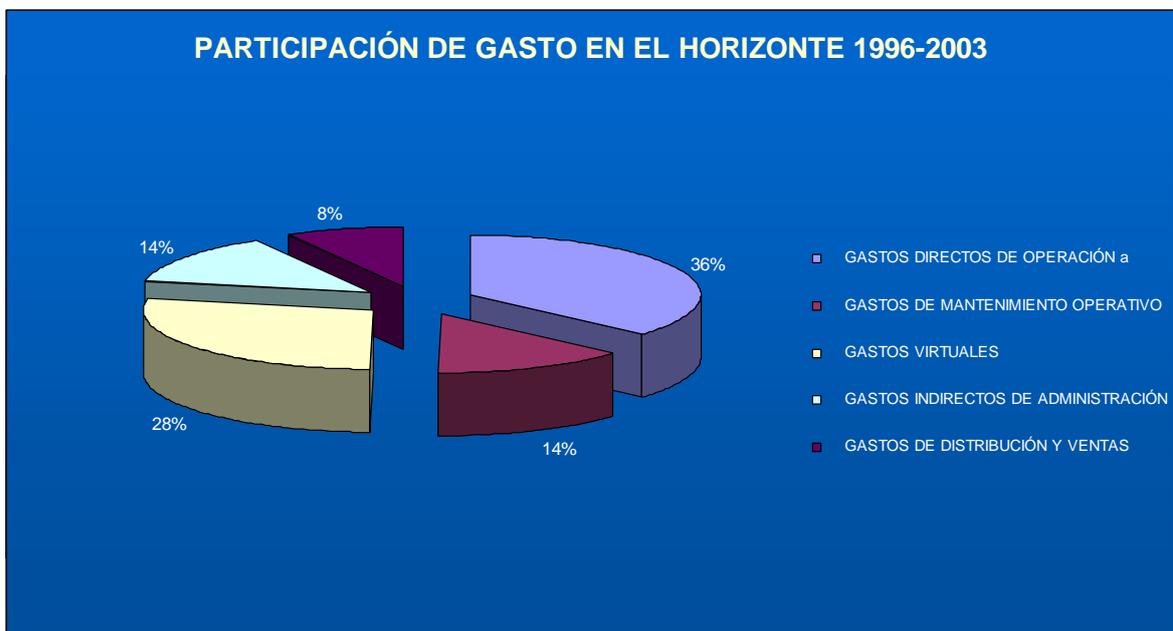
a. Incluye recuper. de costos por venta de servs. Interreg. b. Incluye cargo a Sede Regional. c. Excluye cargo a Sede Regional de Corp.

**Tabla 3.** Naturaleza de los costos

## 2.5 Análisis de sensibilidad

El análisis que se desarrollará en este capítulo explica la participación que tiene cada tipo de costo que compone el estado de resultados de PEP, con respecto al total de egresos en cada año dentro del horizonte 1996-2003, su participación porcentual en el total de costos y una perspectiva con valores acumulados que indica el valor total de egresos realizados durante este mismo periodo.

La mayor participación en el costo total es por concepto de *gastos directos de operación* en el horizonte 1996-2003 con una participación del 36%. Los *gastos virtuales* constituyen un 28% en el gasto dentro del horizonte seguido por los *gastos de mantenimiento operativo* y *gastos indirectos de administración* con un 14% cada uno y finalmente los gastos de distribución y ventas participan con el 8% restante. Es importante señalar que estos valores porcentuales se calculan respecto al total de egresos en el horizonte y se muestran gráficamente a continuación:

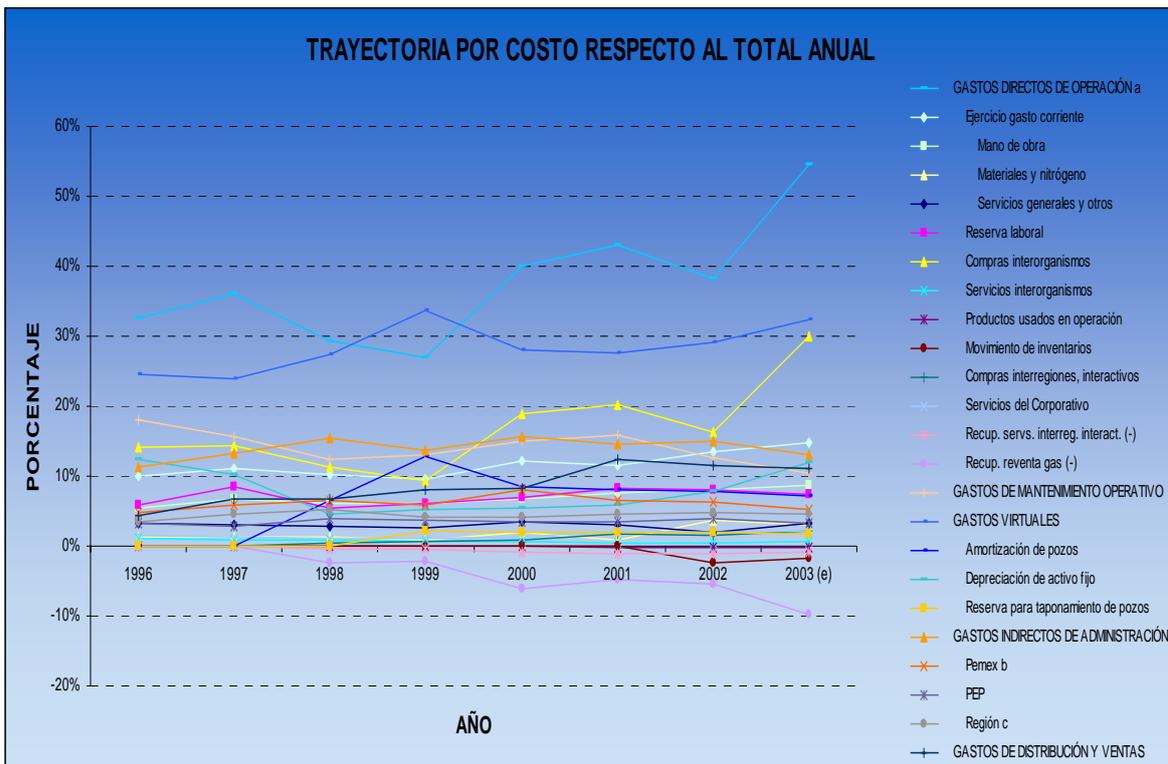


Gráfica 1. Participación del gasto en el horizonte 1996-2003

La gráfica anterior muestra que el mayor gasto de PEP anualmente corresponde a mantener la operación de sus instalaciones y el gasto corriente; por otro lado los gastos virtuales en donde se encuentra la depreciación de activos, amortización de pozos,

reservas para exploración, declinación de campos y para taponamiento de pozos se encuentran en segundo lugar, esto quiere decir que las instalaciones de PEP ocasionan una pérdida “natural” de valor muy significativo debido al gran número de activos en operación y su actividad.

Cada tipo de costo describe una trayectoria en particular dependiendo de los valores año con año, dicha trayectoria muestra la evolución y tendencia; sin embargo, la teoría estadística verifica si la serie sigue una tendencia mediante un análisis de autocorrelación. La siguiente gráfica muestra, en valores porcentuales, el comportamiento de los costos de manera que se pueden observar con detalle las variables con mayor o menor grado de contribución en el gasto total de cada año; el nivel de participación se mide de acuerdo con el porcentaje calculado, es decir, un mayor valor porcentual implica una mayor participación en el gasto total de cada año e inversamente con un porcentaje menor.



## 2.6 Descripción de la base histórica de costos

La definición básica de que la muestra estadística es “el conjunto de observaciones que se han elegido..., la cual representa la relación verdadera bajo estudio”<sup>10</sup> se considera de manera análoga; en este caso la muestra es el conjunto de egresos registrados anualmente en las cuentas de egreso del estado de resultados de PEP los cuales se definen como el universo en estudio. La información con la que se cuenta tiene las siguientes características:

- Son datos registrados anualmente.
- La muestra estadística se constituye a partir del año de inicio de cada costo en particular, registrado en el ejercicio histórico.
- Los datos anuales llevan asociado un factor de confidencialidad por políticas de la empresa.
- Son cifras del estado de resultados histórico.

## 2.7 Resumen

Se dedica este capítulo a la descripción de los costos de PEMEX Exploración y Producción y se describe de manera particular la operación de los proyectos de explotación debido a que la mayor parte del gasto en el horizonte 1996-2003 se encuentra en los gastos de operación y a que la fuente principal de ingresos de la paraestatal es la explotación de hidrocarburos por lo que se consideran de interés ambos conceptos.

La operación de los proyectos de explotación genera costos que provienen de las diversas actividades dirigidas a mantener en operación las instalaciones que permiten la extracción y el procesamiento de los hidrocarburos.

Es importante mencionar que la cadena de valor abarca varios conceptos desde la misma fase de exploración y que no estamos haciendo énfasis en ellos, sin embargo, cuando se habla de la fase de explotación también se hace hincapié en los recursos que se requieren para el mantenimiento de la extracción de hidrocarburos.

Existe una clasificación en PEP de los costos, de acuerdo con una ficha técnica, que les divide en diversos tipos dependiendo de la actividad o incluso del tipo de costo por su propia naturaleza y que también se estudian en esta sección para conocer en detalle a la variable de costos.

Dentro de la metodología actual utilizada por PEP para el cálculo de indicadores de costo existe un sistema institucional. Este sistema realiza el cálculo del indicador de costo de extracción y diversos indicadores de costo y se conoce como “Sistema Institucional de Indicadores de Costo” (SIIC). El objetivo principal de este capítulo es exponer la incidencia de los costos en la operación y los proyectos de explotación de PEP.

En el capítulo anterior se expuso el ciclo de vida de un proyecto de explotación y su cadena de valor mientras que en este comienza el estudio de las erogaciones de la paraestatal de acuerdo con el estado de resultados de operación con el fin de conocer posteriormente las variables consideradas, bases estadísticas, soporte metodológico, el análisis previo al pronóstico y las proyecciones que corresponden a cada serie temporal.

## Capítulo 3

# **CRITERIOS Y BASES PARA EL MODELO DE PROYECCIÓN DE COSTOS**

### 3.1 Consideraciones especiales

Se denomina *predicción* a la estimación de valores futuros de una variable en función del comportamiento pasado de una serie de datos. La predicción de costos mediante modelos basados en la teoría de series temporales, servirá para una buena planificación de recursos económicos y financieros en el futuro, previstos por el modelo con un 95% de nivel de confianza.

El *periodo base* se refiere al periodo 1992 – 2003 por tratarse de la base de información con la que se cuenta para la elaboración de proyecciones.

El total de egresos de PEP se compone por diversos gastos erogados en función de la actividad y del tipo de costo.

Las cifras pronosticadas se elaboran a partir de una base de datos real, sin embargo para efectos visuales y de publicación de la información no se muestran como tales. Para estos últimos sólo se grafican cifras en valores porcentuales por políticas de confidencialidad de la empresa y no es permitido hacerlas expresas en un estudio como este, motivo por el cual se define el *factor de confidencialidad* como el factor aplicado a las bases real y de proyección para efectos de visualización de la información.

De acuerdo con la cartera PEP 2005 de proyectos de inversión, se pronostica que el máximo de los costos se alcanzará en el año 2009, después del cual comenzarán a decrecer; como en la base histórica los saldos totales de costos son crecientes, los diferentes modelos de pronóstico resultarán con pronósticos crecientes lo que aleja de la realidad a la proyección con respecto al comportamiento real de los costos a partir del año 2010, por ello se considera válido el pronóstico para el horizonte 2004-2009, que son 6 años y se le denomina *periodo de proyección*.

Las cuentas del estado de resultados siguen una dinámica de cambio y pueden variar. Esta hipótesis es importante debido a que el capital de egreso de alguna cuenta en el periodo histórico puede pertenecer, desagregarse o incluirse en otra cuenta en años posteriores.

### **3.2 Tratamiento de la información**

Originalmente las cifras de información se encontraban a pesos corrientes, de cada año, de manera que para homogeneizar las cifras fue necesario incluir los siguientes elementos previos al análisis:

Se utilizaron las cifras del Banco de México con respecto al Índice Nacional de Precios al consumidor de cada año (ver anexo) para establecer los factores asociados considerando como base el último año considerado (el 2003) para estandarizar la información a pesos del 2003. Esta consideración es clave en el análisis de resultados porque el pronóstico contiene implícita la base a pesos de 2003.

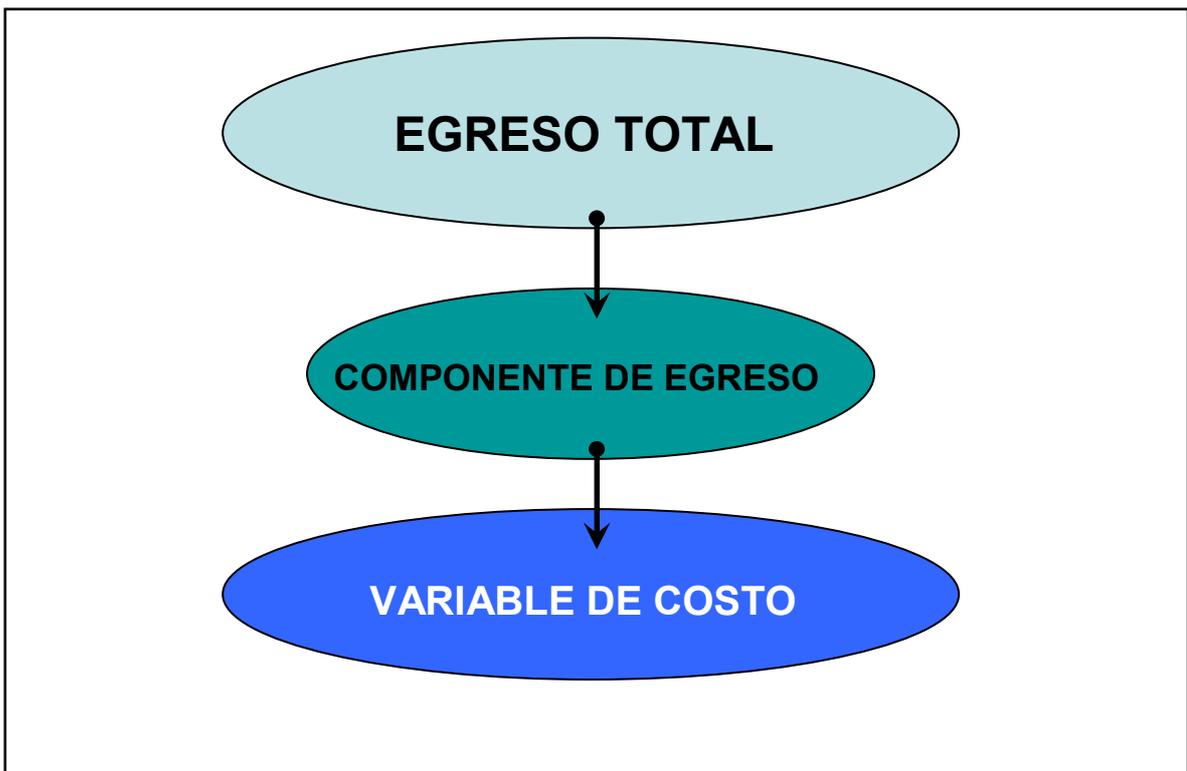
El factor de confidencialidad se aplicó a la base real y al pronóstico una vez que se contó con los resultados para respetar las políticas de confidencialidad de la empresa y así hacer visibles los resultados.

Es importante aclarar que los resultados de este modelo se obtuvieron, en primera instancia con datos reales y que las cifras que se muestran en este estudio son valores porcentuales que llevan un factor asociado por motivos de confidencialidad de esta información.

El máximo de la cartera 2005 indica que en el 2009 se alcanzará el máximo de producción y de costo, es por ello que este modelo se trunca hasta ese año dado que la tendencia del pronóstico es creciente.

### 3.3 Estructura de las variables de costo

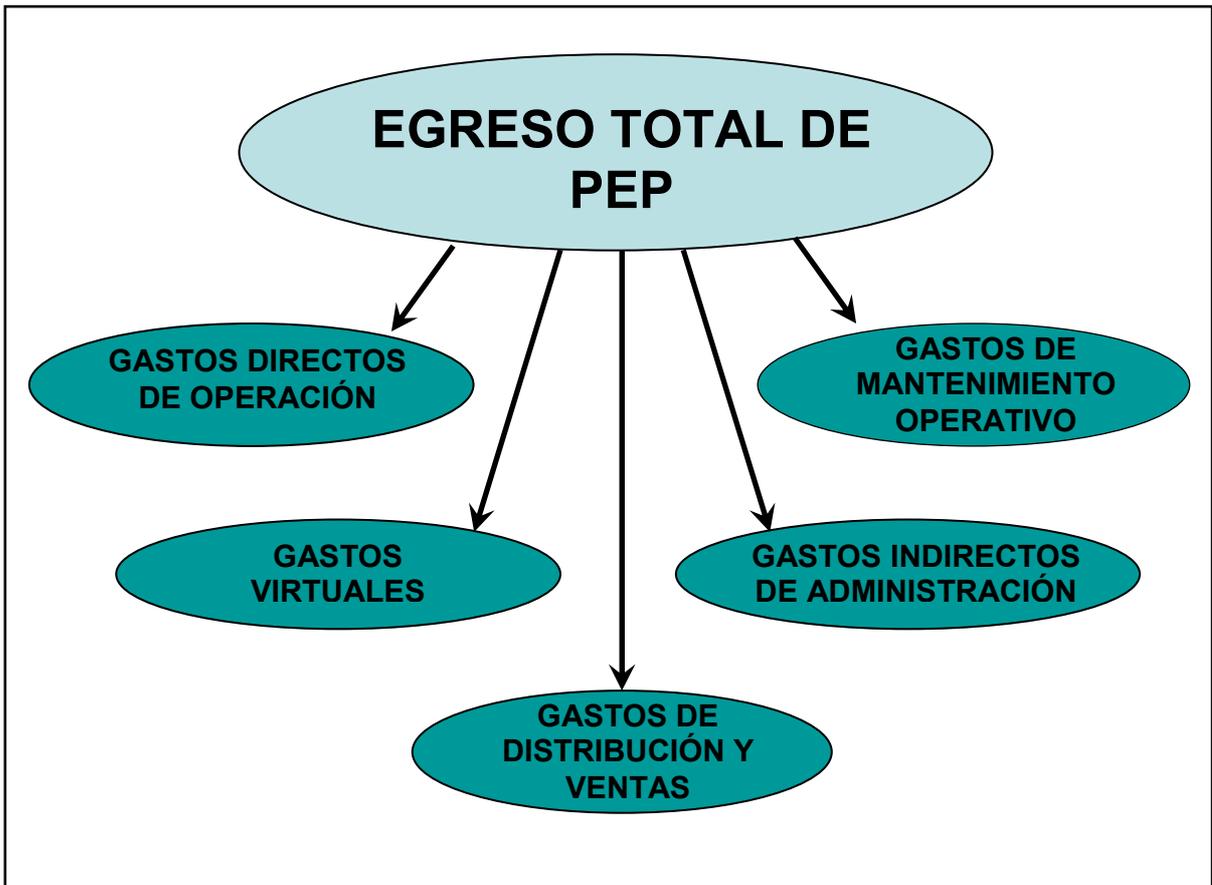
La estructura del análisis para pronosticar el total de egresos de PEP requiere de una perspectiva con amplio nivel de detalle cuyo objetivo es lograr un alto grado de precisión en el pronóstico. El nivel de detalle depende directamente del desglose en cuentas de la base histórica de resultados de operación; cada color distingue el concepto en cuestión como se muestra en la figura 5:



*Figura 5.* Estructura de la información para el análisis

En el capítulo 2 (tabla 3) se mostraron las cuentas que componen el total de egresos y el desglose de cada una de ellas. Esta sección tiene por objetivo mostrar el criterio de selección de variables de acuerdo con el nivel de desglose que ofrece el estado de resultados.

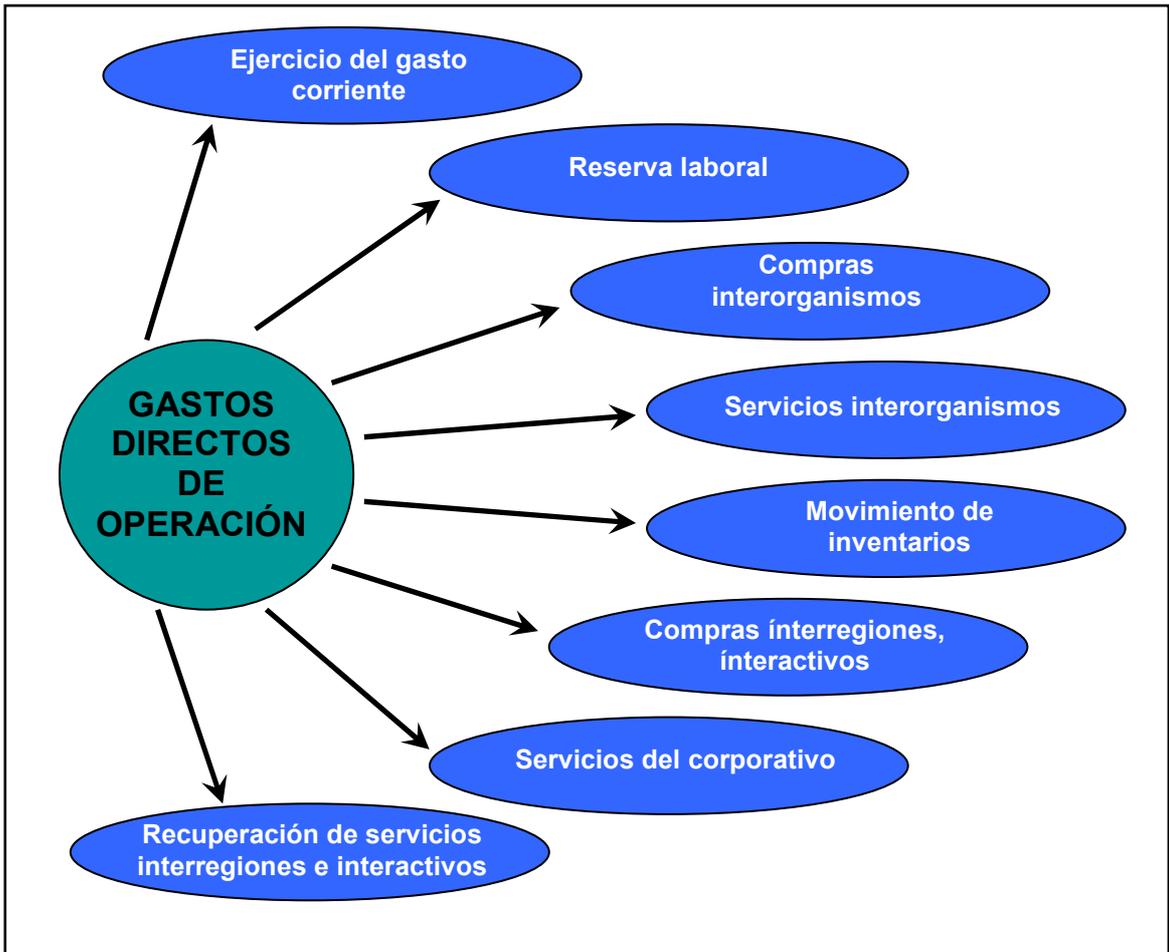
Es importante resaltar que la base histórica de resultados en operación muestra las componentes del estado de resultados con homogeneidad en las cuentas durante todo el horizonte. Este es un factor determinante en la definición de variables de costo y componentes para el pronóstico de cada cuenta. En la figura 6 se muestran las componentes del egreso total:



*Figura 6.* Componentes del egreso total.

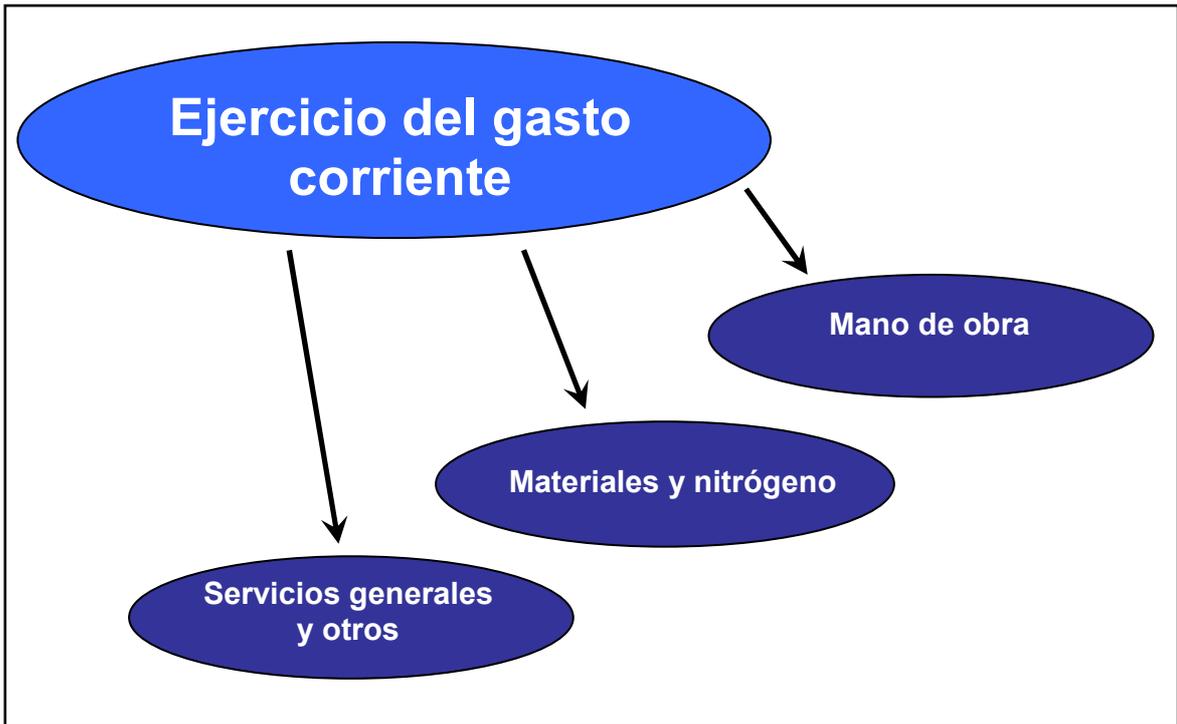
Se han mostrado las componentes del egreso total de PEP, sin embargo el pronóstico se llevará a cabo con un mayor nivel de detalle, es decir, respecto a las variables de costo de cada componente.

Las componentes que tienen un desglose en cuentas se presentan a continuación (figuras 7, 9 Y 10):

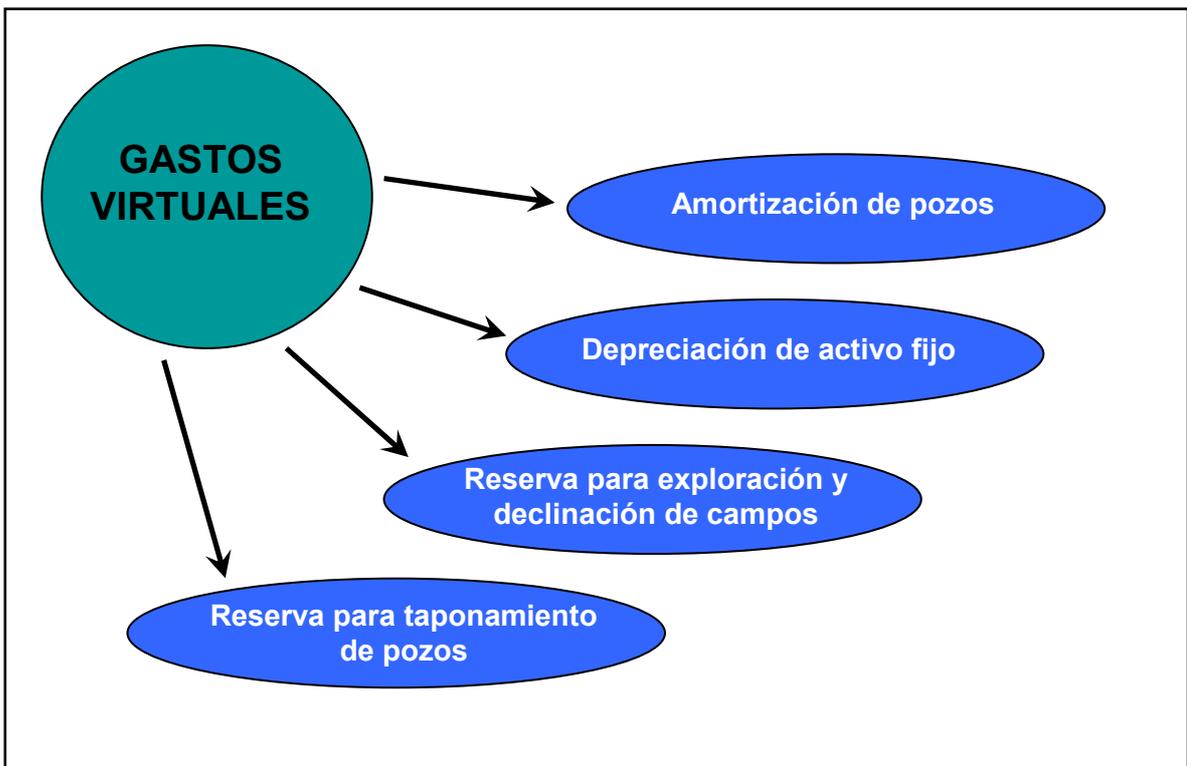


*Figura 7.* Variables de la componente GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN.

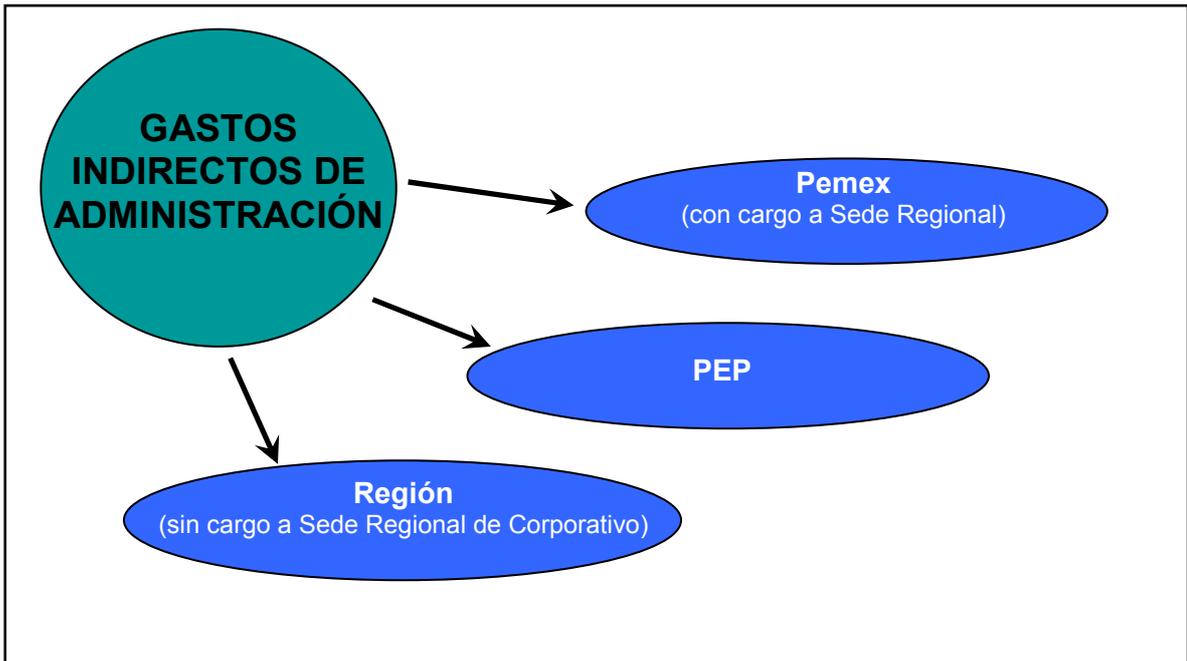
La cuenta Ejercicio del gasto corriente es la única variable de costo que se subdivide; este hecho permite que el proceso de análisis pueda desarrollarse con un nivel de detalle más fino comparativamente con las demás variables. El desglose de esta variable de costo se muestra en la figura 8.



**Figura 8.** Variables de la cuenta Ejercicio del gasto corriente.



**Figura 9.** Variables de la componente GASTOS VIRTUALES.



**Figura 10.** Variables de la componente GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN.

En el caso de las componentes de costo GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO y GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS, como no tienen desglose en variables entonces las variables de costo son las mismas componentes y como tales se incorporan en el análisis.

Las variables en azul con letras blancas constituyen las componentes de costo y estas a su vez constituyen el total de egresos de PEP; para efectos de construcción del pronóstico, el análisis se lleva a cabo a nivel variable debido a que ellas son el mínimo elemento de información que conforma al egreso total a nivel estado financiero.

### **3.4 Resumen**

Existen tres elementos determinantes en la elaboración de un modelo: las consideraciones o bases que conforman el punto de partida, las hipótesis que matizan la incertidumbre del futuro y finalmente los criterios que conforman su estructura, todos estos elementos mostrados en este capítulo.

Es importante enfatizar que el número de variables consideradas repercute directamente en la aproximación ya que no es lo mismo proyectar una variable macro directamente que tratar con cada una de las variables que le integran de manera individual ya que el nivel de detalle considerado determinará la inclusión de diversos factores que en el enfoque macro pueden dejar de considerarse.

Este capítulo está dedicado a establecer de manera objetiva cada uno de los elementos considerados para la elaboración de este modelo. La estructura de información que se propone en este capítulo da la pauta para la creación de tres tipos de pronóstico: total de egreso, componentes de egreso y variable de costo; las variables de costo son la unidad más fina de detalle que pudiera considerarse en este estudio de tal manera que al final de la lectura de este capítulo es posible distinguir el esquema básico y definido de los conceptos y consideraciones imprescindibles en la elaboración de este modelo.

## Capítulo 4

# **MODELO DE PRONÓSTICO DE COSTOS DE PEP**

#### 4.1 Análisis de las series de tiempo por tipo de costo

La metodología clásica de modelado de series temporales propone los siguientes pasos:

El primer paso para analizar cada serie temporal es presentar un gráfico de la evolución de la variable a lo largo del tiempo.

El siguiente paso consiste en determinar si la secuencia de valores es completamente aleatoria o si, por el contrario, se puede encontrar algún patrón a lo largo del tiempo, pues sólo en este caso se puede continuar con el análisis.

La metodología tradicional para el estudio de series temporales fundamentalmente se basa en descomponer las series en varias partes: tendencia, variación estacional o periódica, y otras fluctuaciones irregulares.

- *Tendencia.* Es la dirección general de la variable en el periodo de observación, es decir el cambio a largo plazo de la media de la serie.
- *Estacionalidad.* Corresponde a fluctuaciones periódicas de la variable, en periodos relativamente cortos de tiempo.
- *Otras fluctuaciones irregulares.* Después de extraer de la serie la tendencia y sus variaciones cíclicas, se obtiene una serie de valores residuales, que pueden ser o no totalmente aleatorios. De tal manera que el punto de partida es similar al de un principio, pues ahora también interesa determinar si esa secuencia temporal de valores residuales puede o no ser considerada como aleatoria pura.

### 4.1.2 Análisis de la tendencia

Una primera idea sobre la presencia de tendencia en la serie se obtiene en su representación gráfica. En la siguiente figura es visible una tendencia; en este caso la tendencia es creciente.

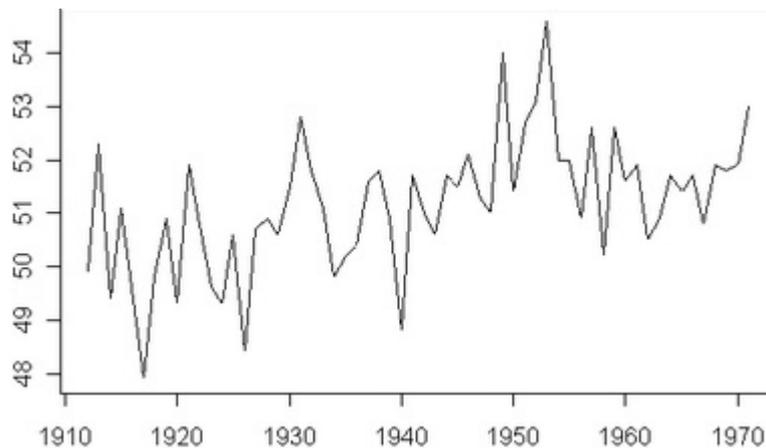


Figura 11. Serie temporal con tendencia.

Los medios más utilizados para detectar y eliminar la **tendencia** de una serie se basan en la aplicación de **filtros** a los datos. Un filtro es una función matemática que aplicada a los valores de la serie produce una nueva serie con características determinadas. Entre esos filtros se encuentran las **medias móviles**.

Una media móvil se calcula, para cada punto, como un promedio del mismo número de valores a cada lado de ese punto. Así una media móvil de tres puntos se calcula como:

$$m(x_t) = \frac{x_{t-1} + x_t + x_{t+1}}{3}$$

Mientras que una media móvil de cuatro puntos viene dada por

$$m(x_t) = \frac{(x_{t-2} / 2) + x_{t-1} + x_t + x_{t+1} + (x_{t+2} / 2)}{4}$$

Cuando la cantidad de puntos de la media móvil es par, se toma la mitad de los valores extremos.

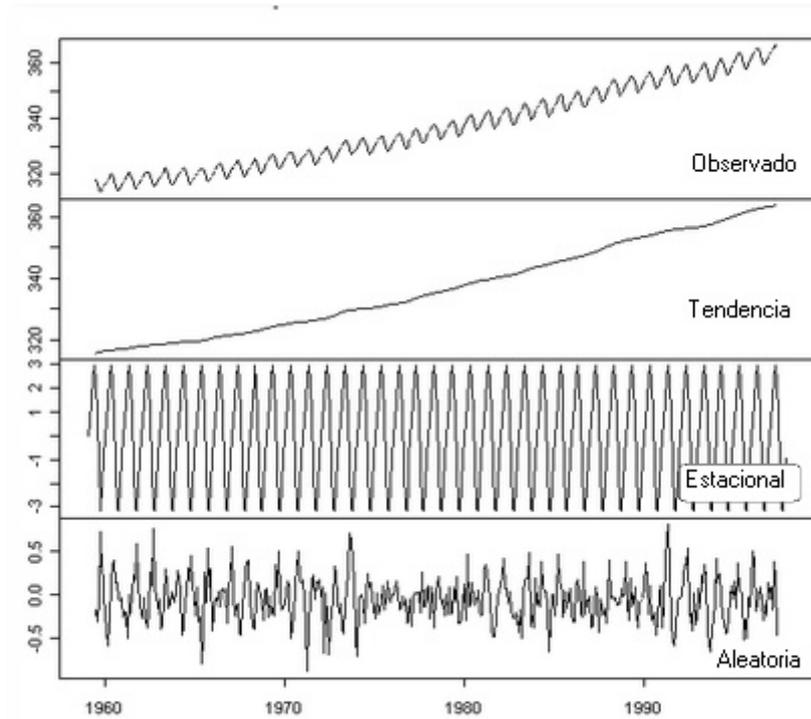
Existen otros procedimientos para extraer la tendencia, como **ajuste de polinomios**, **alisado mediante funciones exponenciales**, etc. Una clase de filtro que es particularmente útil para eliminar la tendencia, se basa en aplicar **diferencias** a la serie hasta convertirla en estacionaria. Una diferencia de primer orden se obtiene restando dos valores contiguos:

$$\nabla x_{t+1} = x_{t+1} - x_t$$

Si se vuelve a diferenciar esa serie, se restan los nuevos valores consecutivos para obtener una nueva serie más suavizada.

$$\nabla^2 x_{t+2} = \nabla x_{t+2} - \nabla x_{t+1}$$

Una vez que se aplica un proceso clásico de descomposición mediante un procedimiento de medias móviles a los datos de la figura anterior, se obtiene las siguientes series:



*Figura 12.* Descomposición de una serie temporal en sus componentes.

Para analizar la **estacionalidad** de una serie se introducirá un concepto de gran interés en el análisis de series temporales: la **función de autocorrelación**.

## 4.2 Procedimiento estadístico de análisis, correlación y autocorrelación

El análisis de autocorrelación entre valores sucesivos de cada serie de tiempo es una herramienta clave para identificar el patrón básico y para determinar un modelo apropiado que corresponda a la serie de datos. En otras palabras es la asociación (relación mutua) entre dos variables y describe lo que tiende a sucederle a una de ellas si se da un cambio en la otra.

El grado de esta relación se mide mediante el *coeficiente de correlación*, el cual varía entre +1 y -1. Un valor aproximado a +1 implica una fuerte relación positiva entre las dos variables. Esto quiere decir que cuando el valor de una variable aumenta, el valor de la otra también tiende a aumentar. De modo semejante, un coeficiente de correlación de -1 expresa lo contrario, los aumentos de una variable se asociarán con las disminuciones de la otra. Un coeficiente de 0 indica que las dos variables no están relacionadas, no importa que le suceda a una variable, nada se puede decir de la otra. Un coeficiente de autocorrelación es similar a un coeficiente de correlación con la excepción de que describe la asociación (relación mutua) entre valores de la misma variable, pero en diferentes periodos. Esto último quiere decir que se construyen más variables a partir de la misma recorriendo el inicio de la variable al dato siguiente, este procedimiento que se conoce en estadística como *rezagar una variable*; es decir si el inicio de la variable original se recorre  $n$  valores, se dice que la variable tiene  $n$  rezagos de tiempo.

Dada una serie temporal, el cálculo del coeficiente de autocorrelación entre la variable  $y_t$  y la misma variable  $n$  periodos antes,  $y_{t-n}$ , (rezago  $n$ ) es el siguiente:

$$\rho_n = \frac{\text{Cov}(y_t, y_{t-n})}{\sqrt{\text{var}(y_t) * \text{var}(y_{t-n})}}$$

En el caso de los residuos, las autocorrelaciones estimadas no deben exceder el número de observaciones dividido entre cuatro.

Cuando las autocorrelaciones residuales resultan dentro de los límites de probabilidad, se afirma entonces que las variables siguen una tendencia, lo cual nos permite elegir el modelo de pronóstico que más se ajuste a las trayectorias que describe la historia de cada costo y de acuerdo con el mínimo *error cuadrático medio* y *error absoluto medio*.

### 4.3 Medidas de la exactitud de un pronóstico

En la práctica no es usual encontrar un pronóstico totalmente óptimo; en lugar de ello, con frecuencia se dan casos en los que se comparan varios pronósticos, ninguno de ellos óptimo, y posiblemente se combinan. El objetivo fundamental en la medición de la exactitud del pronóstico es similar al criterio de mínimos cuadrados que es el siguiente: “Se dice que *la línea que mejor se ajuste* es aquella que minimice la suma de las desviaciones al cuadrado de los puntos de la gráfica desde los puntos de la línea recta (con distancias medidas en forma vertical) “\*.

A continuación se describen algunas medidas de exactitud, relevantes y muy conocidas. Estas medidas se suelen definir, en el horizonte  $h$  y tiempo  $t$ , con base en los errores de pronóstico,  $e_{t+h,t} = y_{t+h} - y_{t+h,t}$ . El **error medio**,

$$EM = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T e_{t+h,t}$$

mide el **sesgo**, que es un componente de la exactitud. En igualdad de condiciones, se prefiere un pronóstico con poco sesgo. La **varianza del error**,

$$VE = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (e_{t+h,t} - EM)^2$$

mide la dispersión de los errores de pronóstico. En igualdad de condiciones se prefiere un pronóstico cuyos errores tengan varianza pequeña. Aunque el error promedio y la varianza del error son componentes de exactitud, ninguno de ellos produce una medida general de la exactitud.

Las medidas más comunes de la exactitud general son el **error cuadrático medio**,

$$ECM = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T e_{t+h,t}^2$$

Las raíces cuadradas de esas medidas suelen usarse para conservar las unidades, y se obtiene la **raíz cuadrada del error cuadrático medio**,

$$RECM = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T e_{t+h,t}^2}$$

\* “Econometría, modelos y pronósticos” Robert S. Pindyck, cuarta edición p.p. 6

Una medida poco difundida, aunque común, de la exactitud, es el **error absoluto medio**,

$$EAM = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |e_{t+h,t}|$$

La elección del modelo que describe mejor el comportamiento de cada variable de costo depende de dos factores:

La **naturaleza del costo**, si la definición de la variable de costo permite el comportamiento descrito por el modelo propuesto, es decir, si el procedimiento estadístico no diverge de la realidad.

El **mínimo error** (cuadrático medio y absoluto), debido a que este concepto equivale a afirmar que la trayectoria propuesta es la que mejor se ajusta a la muestra.

#### 4.4 Modelado y pronóstico de la tendencia

La teoría matemática de los modelos utilizados para la proyección de las variables de costo de acuerdo con el comportamiento de cada una de ellas se desarrollará en esta sección y de los modelos existentes pero no utilizados solo se hará mención al final. El criterio de selección de estos modelos se estableció de acuerdo con el mínimo error y la naturaleza del costo.

##### 4.4.1 Modelo de promedios móviles

Para comprender de manera sencilla la técnica de los promedios móviles, es necesario considerar la representación matemática de este método. En términos sencillos, la técnica de predicción con promedios móviles se puede representar como sigue:

$$P_{t+1} = \frac{Y_t + Y_{t+1} + \dots + Y_{t-N+1}}{N} = \frac{1}{N} \sum_{i=t-N+1}^t Y_i$$

en donde

$P_{t+1}$  = pronóstico para el tiempo  $t+1$

$Y_i$  = valor actual en el tiempo  $i$

$i$  = periodo de tiempo

$N$  = número de valores incluidos en el promedio

De la ecuación anterior se puede ver que en el método de los promedios móviles se da una ponderación (o importancia) igual a cual uno de los últimos  $N$  valores de la serie, pero no se asigna ponderación alguna a los valores observados antes de ese tiempo.

También se puede observar que para calcular el promedio móvil, se deben tener los valores de las últimas  $N$  observaciones. Cuando la cantidad de puntos de la media móvil es par, se toma la mitad de los valores extremos.

$$P_{t+1} = \frac{Y_t/2 + Y_{t+1} + \dots + Y_{t+N+1}/2}{N}$$

#### 4.4.2 Modelo de tendencia lineal

El modelo de extrapolación más simple es el modelo de tendencia lineal. Si una serie  $y_t$  se incrementa en cantidades absolutas constantes en cada periodo, se puede predecir  $y_t$  ajustando la línea de tendencia

$$y_t = c_1 + c_2 t$$

donde  $t$  es el tiempo e  $y_t$  es el valor de  $y$  en el tiempo  $t$ . Por lo general  $t$  se elige igual a cero en el periodo base (primera observación) y se incrementa 1 en cada periodo sucesivo.

#### 4.4.3 Modelo de tendencia cuadrática

El modelo de tendencia cuadrática es una extensión simple del modelo de tendencia lineal y consiste en agregar un término en  $t^2$

$$y_t = c_1 + c_2 t + c_3 t^2$$

Si  $c_2$  y  $c_3$  son ambos positivos,  $y_t$  siempre estará incrementándose, pero cada vez más rápido conforme pasa el tiempo. Si  $c_2$  es negativo y  $c_3$  es positivo,  $y_t$  disminuirá primero pero después se incrementará. Si ambos son negativos,  $y_t$  siempre disminuirá.

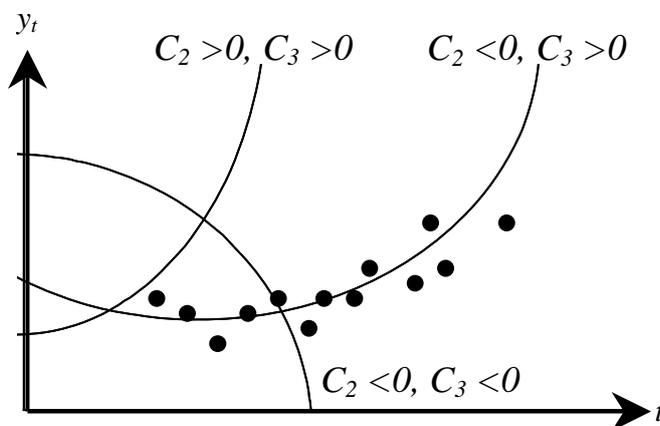


Figura 13. Modelo de tendencia cuadrática.

#### 4.4.4 Modelo de tendencia exponencial

Suponiendo el caso en que la serie  $y_t$  crece con incrementos porcentuales constantes en lugar de con incrementos absolutos constantes, esta suposición implica que  $y_t$  sigue una curva de crecimiento exponencial:

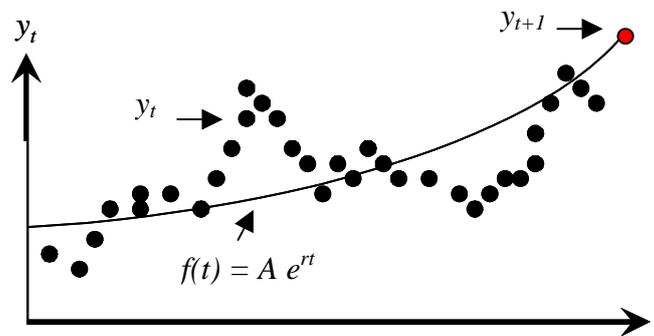
$$y_t = f(t) = Ae^{rt}$$

en este caso  $A$  y  $r$  se elegirían para maximizar la correlación entre  $f(t)$  y  $y_t$ . Entonces un periodo adelante estaría dado por:

$$y_{T+1} = Ae^{r(T+1)}$$

y un pronóstico  $n$  periodos adelante por:

$$y_{T+n} = Ae^{r(T+n)}$$



**Figura 14.** Curva de crecimiento exponencial.

Los parámetros  $A$  y  $r$  pueden estimarse tomando los logaritmos de ambos lados de la ecuación y ajustando la ecuación de regresión log-lineal

$$\log y_t = c_1 + c_2 t$$

donde  $c_1 = \log A$  y  $c_2 = r$ .

#### 4.4.5 Modelo de tendencia S-curva

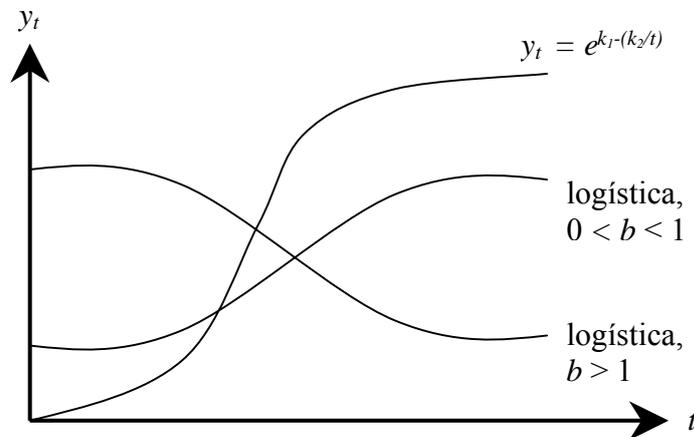
Este modelo es un poço más complicado al menos en función de su estimación y es conocido también como la *curva logística*, la cual está dada por:

$$y_t = \frac{1}{k + ab^t} \quad b > 0$$

Esta ecuación es no lineal en los parámetros ( $k$ ,  $a$  y  $b$ ) y por eso deben estimarse usando un procedimiento de estimación no lineal. Además de la curva logística pueden usarse

otras curvas en forma de S. Una función muy simple dentro del grupo de curvas y que representa patrones de saturación está dada por:

$$y_t = e^{k_1 - (k_2/t)}$$



**Figura 15.** Tendencia de curvas S.

#### 4.4.6 Modelo ARIMA

Este modelo pertenece al enfoque moderno de series temporales, A comienzo de los años 70, G.E.P. Box, profesor de Estadística de la Universidad de Wisconsin, y G.M. Jenkins, profesor de Ingeniería de Sistemas de la Universidad de Lancaster, introdujeron una pequeña revolución en el enfoque del análisis de series temporales, en sus trabajos sobre el comportamiento de la contaminación en la bahía de San Francisco, con el propósito de establecer mejores mecanismos de pronóstico y control. En su libro de 1976 describen la metodología y sus procedimientos, estos conceptos se utilizan ampliamente desde entonces en diferentes ramas de la ciencia, conociéndose como modelos ARIMA y también como modelos Box-Jenkins.

Para este tipo de modelos, el primer paso consiste en convertir la serie de observaciones en una serie estacionaria, que es aquella en la que ni la media, ni la varianza, ni las autocorrelaciones dependen del tiempo. Una vez "estabilizada" la serie mediante las transformaciones adecuadas, se procede a estudiar la presencia de regularidades en la serie, para identificar un posible modelo matemático. Para ello se calculan la función de autocorrelación simple y parcial, y se compara su forma con un catálogo de patrones gráficos, que son típicos de los diferentes modelos propuestos, seleccionando el modelo que más se adecue a la forma de las funciones de autocorrelación obtenidas con los datos.

Una vez elegida la forma del modelo, se estiman los coeficientes del mismo, y finalmente se procede a efectuar un análisis de los residuos (diferencia entre el valor realmente observado y el valor previsto por el modelo), con el fin de comprobar si el ajuste del modelo a los datos es adecuado. Si no lo fuera, se repite el proceso buscando otros modelos.

Una vez determinado un modelo suficientemente válido, sobre la serie estacionaria, se procede a deshacer la transformación inicialmente efectuada para estabilizar la serie, y ahora se comprueba si los pronósticos del modelo son adecuados con los datos, volviendo a comenzar la búsqueda de otro modelo si no fuera el caso. Puede por tanto tratarse de un proceso iterativo de mejora del modelo.

En el modelo, cada valor tomado por la variable en un instante dado, está influido por los valores de la variable en momentos anteriores, y se expresa como una relación lineal, en función de:

1. Valores recientes de la variable
2. *Ruidos* en valores recientes de la variable
3. Valores remotos de la variable
4. Ruidos en valores remotos de la variable

El esquema general del modelo es el siguiente:

$$X_t = a_1X_{t-1} + a_2X_{t-2} + \dots + a_pX_{t-p} + Z_t + b_1Z_{t-1} + \dots + b_qZ_{t-q}$$

que es la fórmula general de los modelos denominados ARMA. Está constituido por una combinación de  $p$  términos AR (proceso autorregresivo), y  $q$  términos MA (proceso de medias móviles). La parte AR modela la influencia de los valores anteriores de la serie ( $X_{t-1}$  hacia atrás), y la parte MA modela la influencia del ruido en valores anteriores de la serie ( $Z_{t-1}$  hacia atrás), junto con el término  $Z_t$  que corresponde al ruido esperado en el mismo momento  $t$  en el que se estima el nuevo valor de la variable  $X$ .

Una de las ventajas de estos modelos es su gran simplicidad (sumas de términos), frente a los modelos propuestos en la formulación clásica.

La letra I que aparece en el nombre del modelo completo -ARIMA-, corresponde al proceso último a realizar, una vez definido el tipo de modelo y estimados los coeficientes de éste, ya que entonces es necesario restablecer las características originales de la serie de datos, que fue transformada para inducir estacionalidad. A ese

proceso inverso se denomina en general *Integración* y aporta esa letra que completa el nombre.

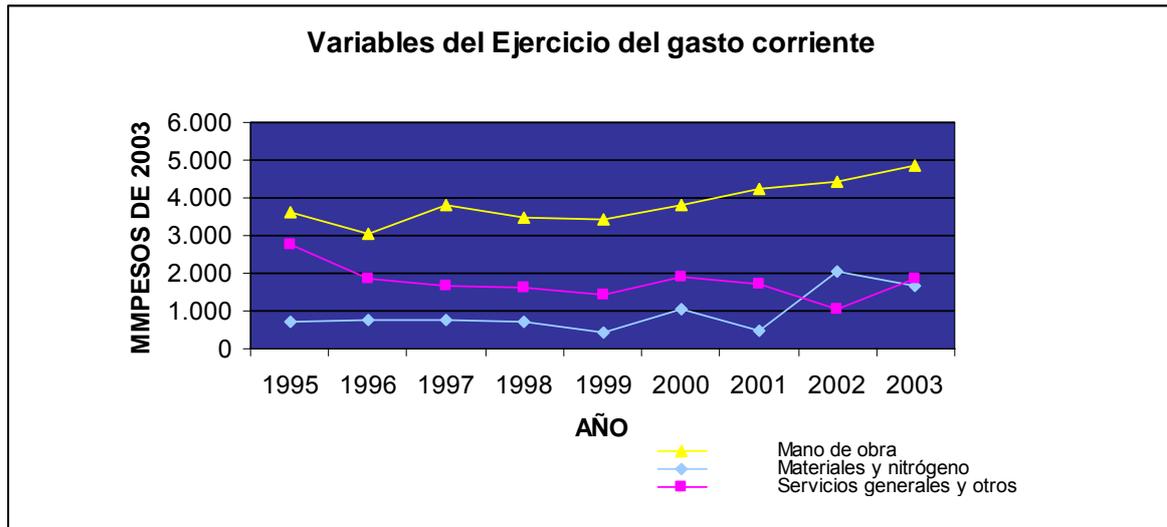
Algunos otros modelos importantes en el pronóstico de series de tiempo que no fue necesario utilizar en este modelo y que, sin embargo es necesario mencionar son:

- Modelo de caminata aleatoria con tendencia
- Suavizado exponencial simple
- Suavizado exponencial de Brown con alfa
- Suavizado exponencial lineal de Holt con alfa y beta
- Suavizado exponencial cuadrático de Brown con alfa

#### 4.4.7 Representación gráfica de las variables de costo

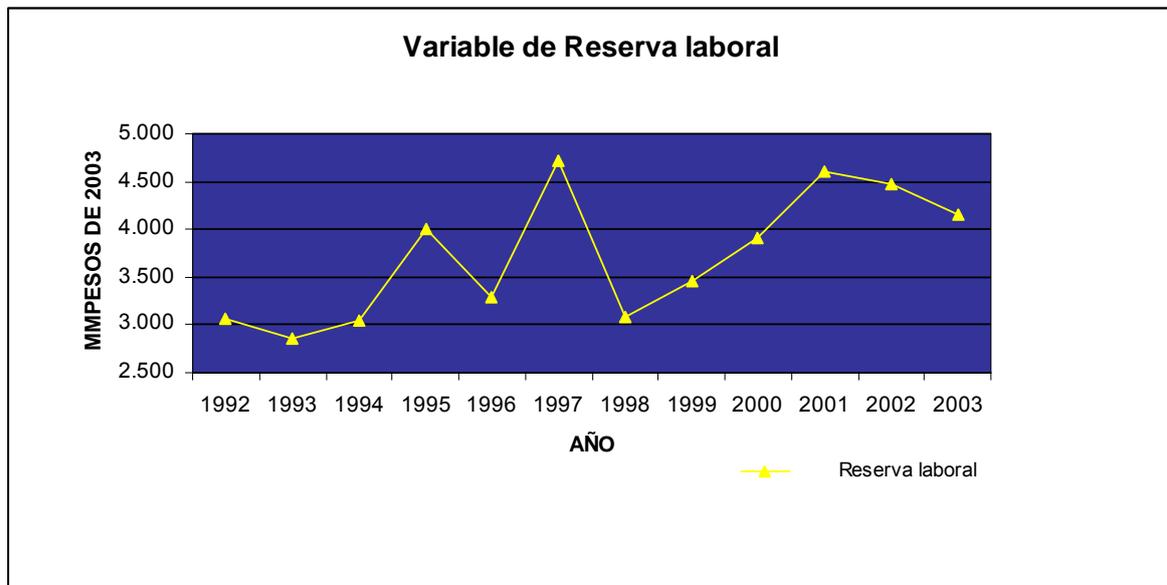
Siguiendo la metodología clásica de modelado de series temporales se elaboró la representación gráfica de cada variable y se presenta a continuación,

#### GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN



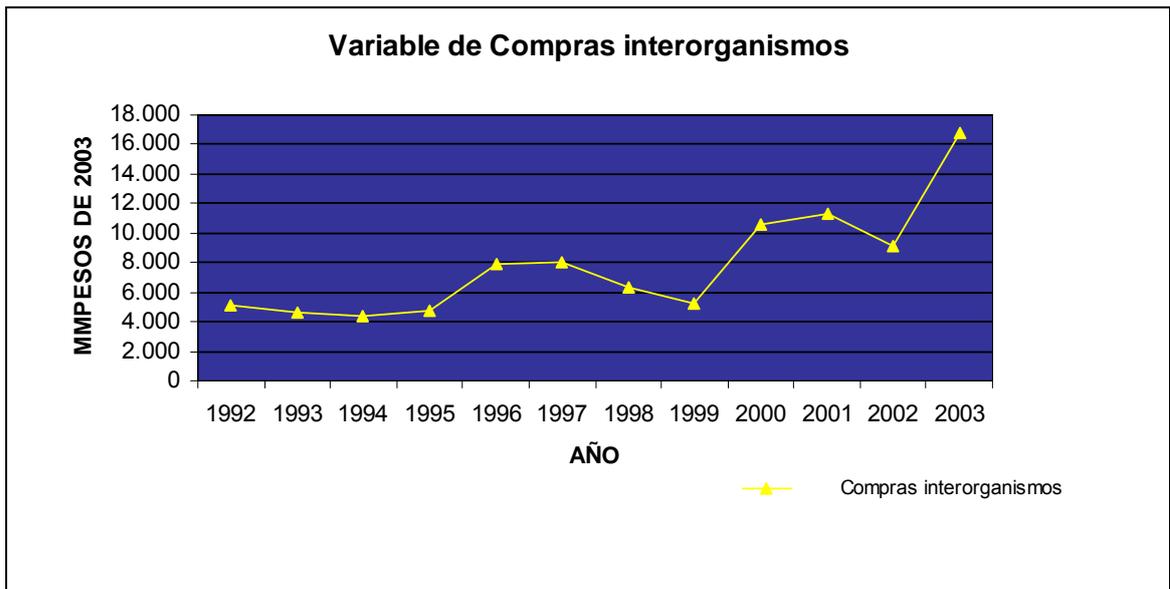
Gráfica 3. Variables del Ejercicio del gasto corriente.

**Tendencia:** creciente excepto en la variable Servicios generales y otros



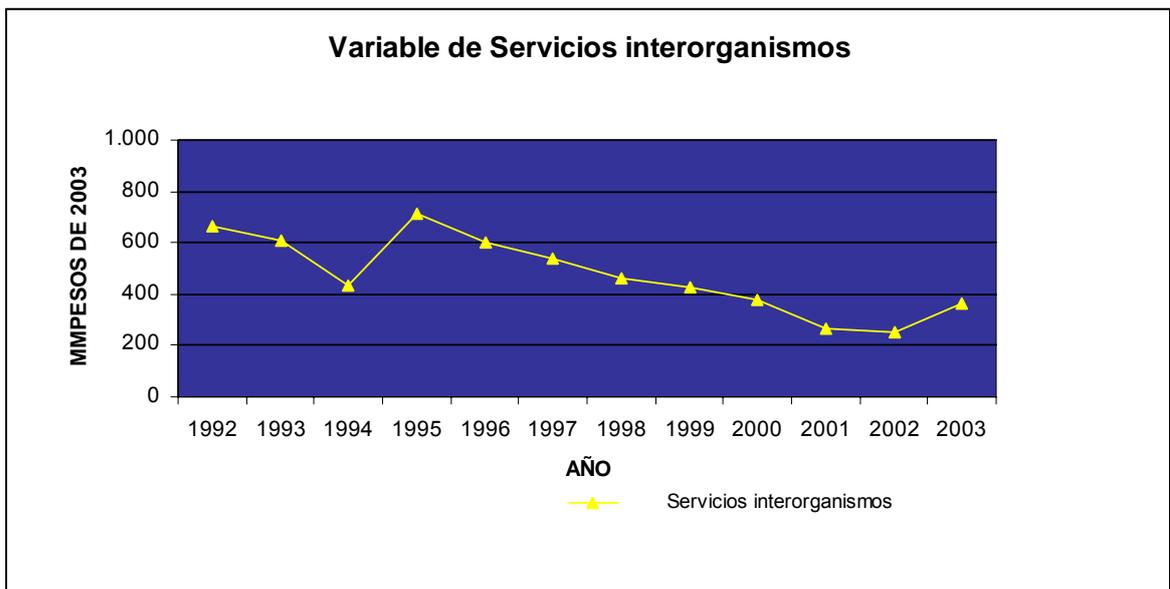
Gráfica 4. Variable de Reserva laboral.

**Tendencia:** creciente



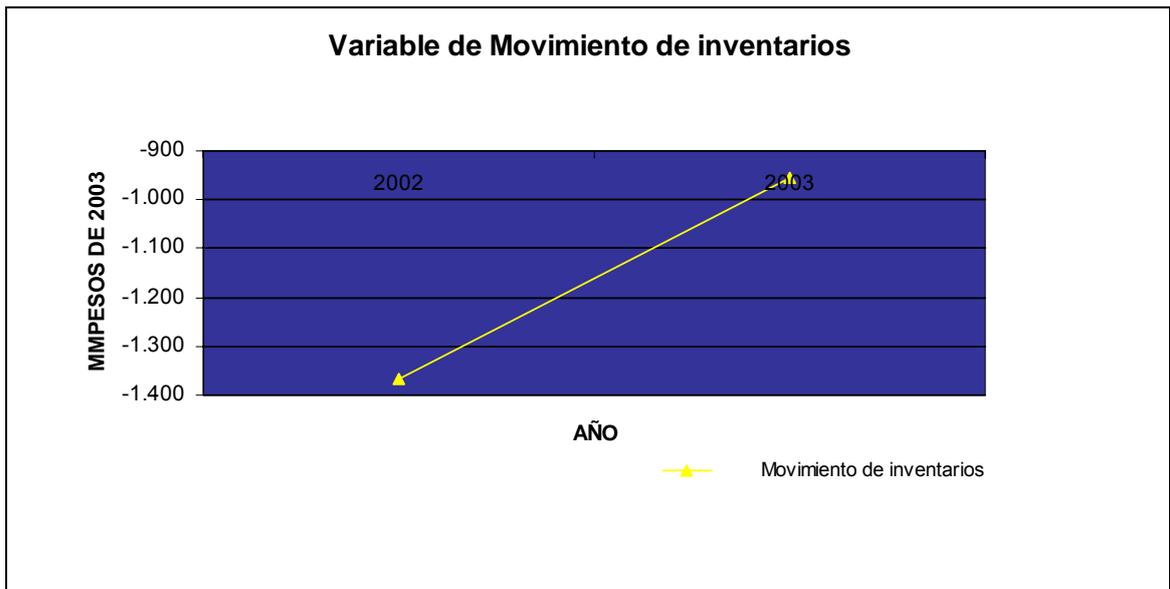
Gráfica 5. Variable de compras interorganismos.

**Tendencia:** creciente



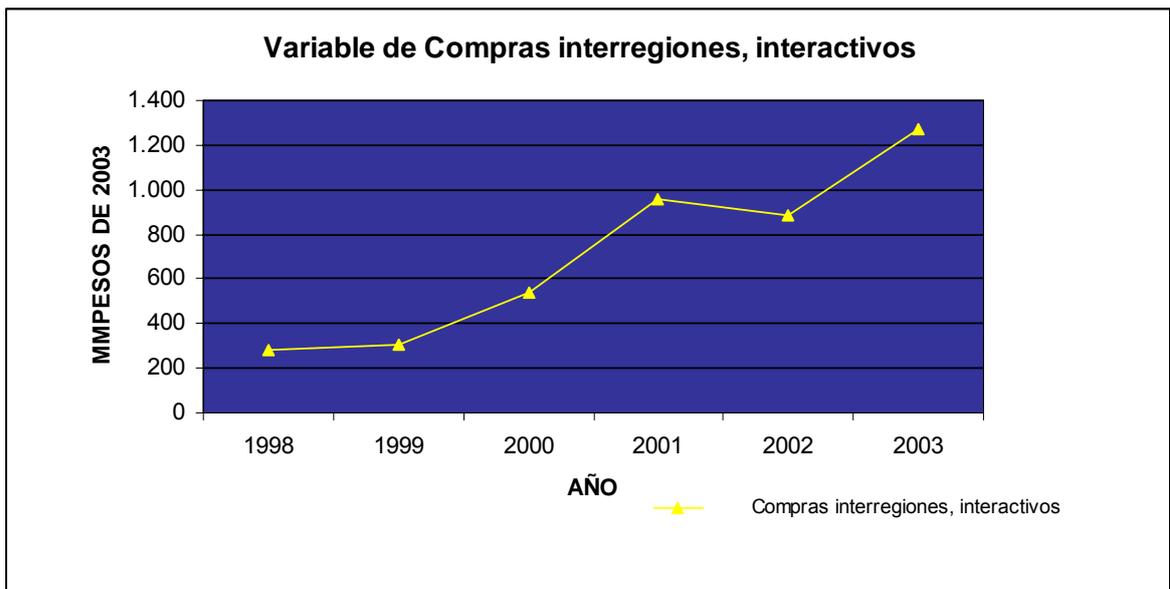
Gráfica 6. Variable de Servicios interorganismos.

**Tendencia:** decreciente



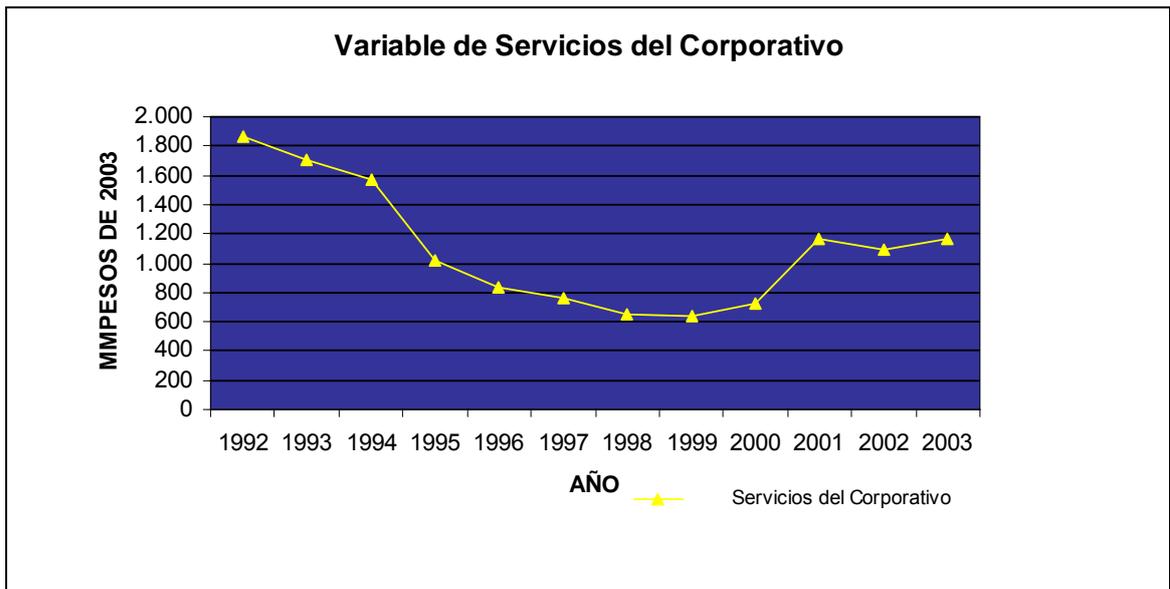
*Gráfica 7.* Variable de Movimiento de inventarios.

**Tendencia:** creciente



*Gráfica 8.* Variable de Compras interregiones, interactivos.

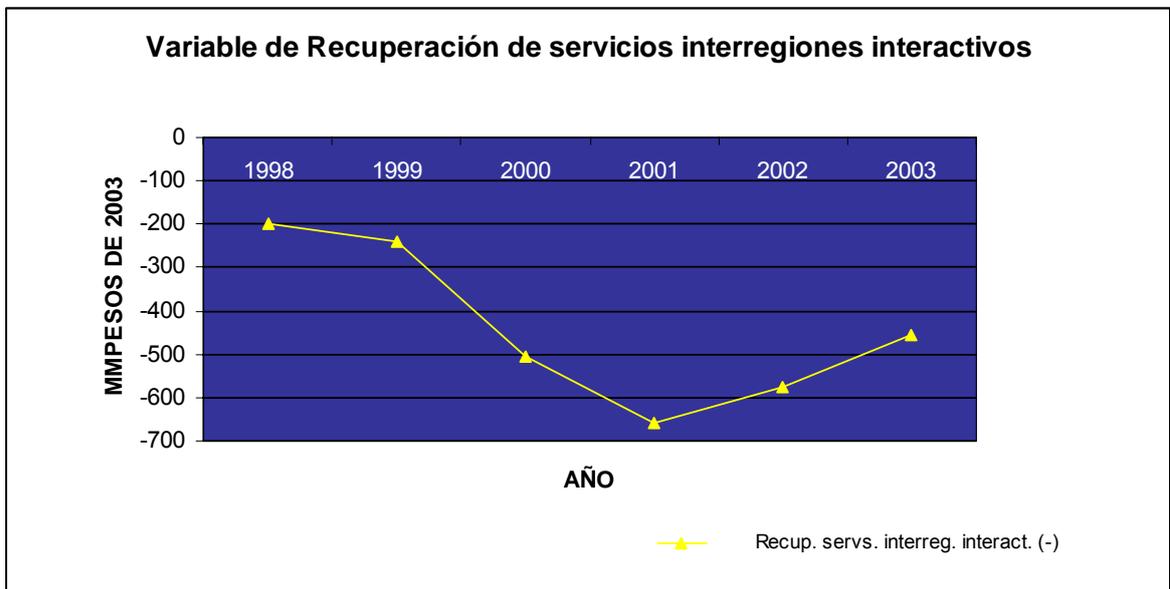
**Tendencia:** creciente



Gráfica 9. Variable de Servicios del Corporativo.

**Tendencia:** decreciente

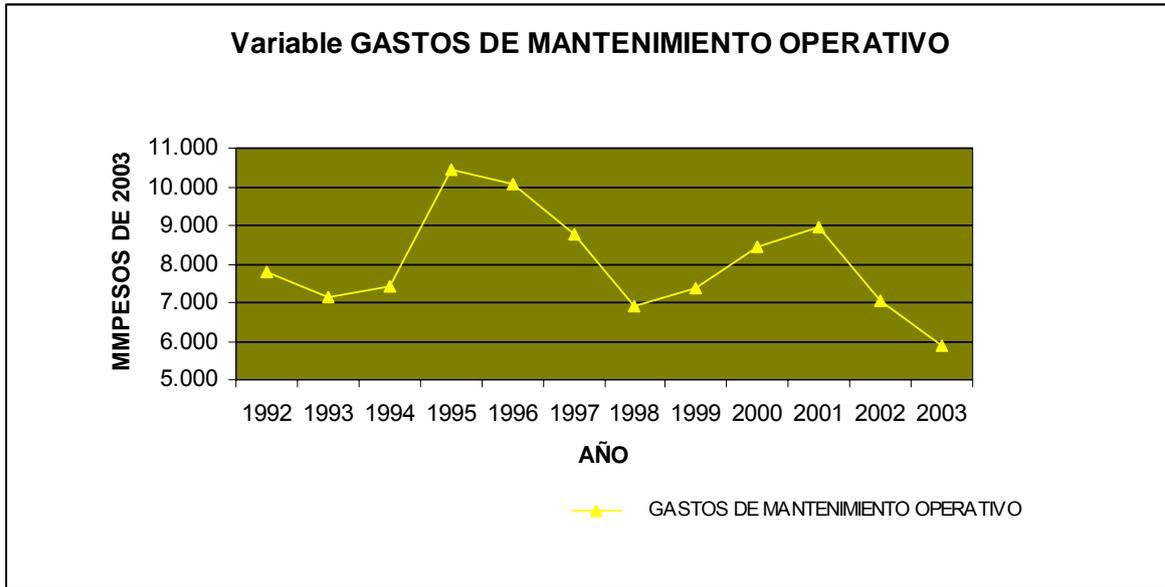
Sobre esta variable es preciso comentar que los gastos derivados por servicios del Corporativo han disminuido cada vez hasta mantenerse, sin embargo en la realidad este gasto disminuye considerablemente en el 2005 aunque la cifra en el 2004 aún aumenta. Este factor real de comportamiento de la variable es determinante en la elección de su modelo de pronóstico.



Gráfica 10. Variable de Recuperación de servicios interregiones interactivos.

**Tendencia:** decreciente

El sentido económico de esta variable indica que cada vez se recuperan más recursos, lo cual indica un crecimiento económico, sin embargo la serie es decreciente en sus valores.



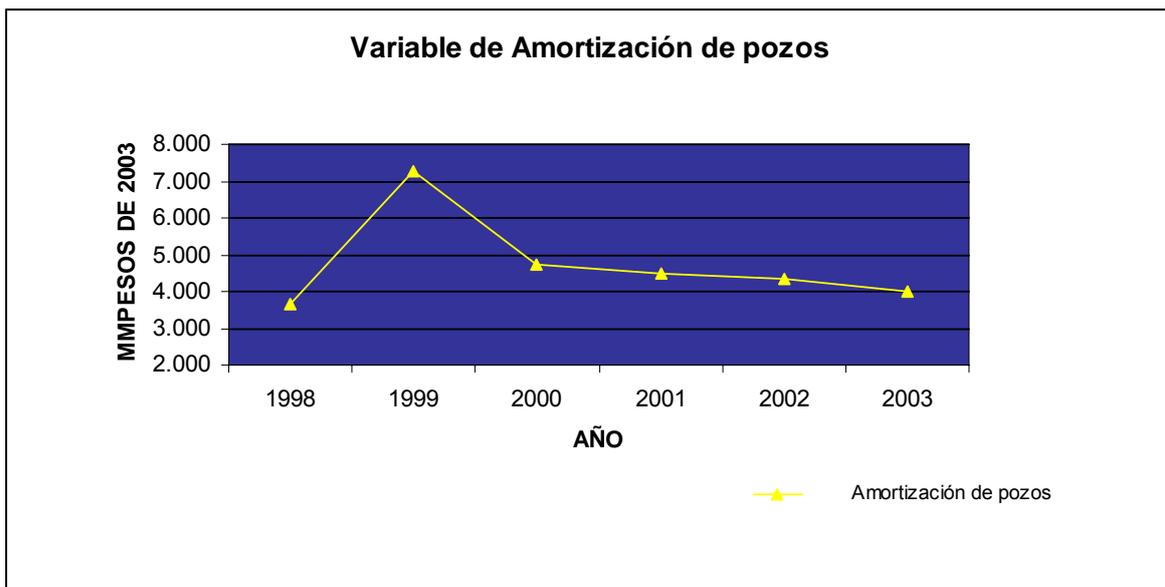
Gráfica 11. Variable GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO.

**Tendencia:**

decreciente

Este es un caso especial de variable de costo debido a que también es una componente del egreso total pero por no contarse con un desglose de ella la predicción se construye directamente a partir de ella.

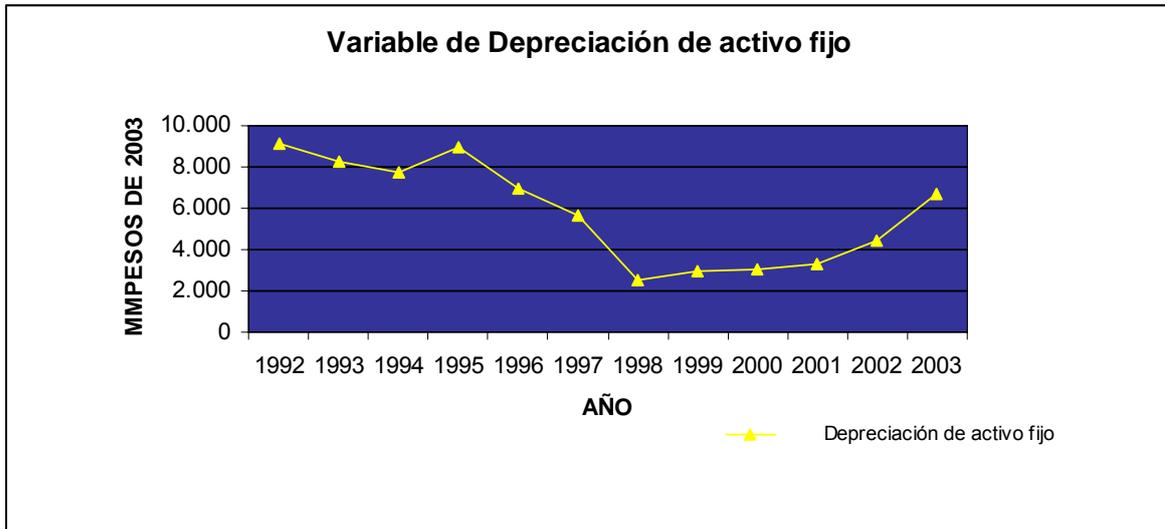
### GASTOS VIRTUALES



Gráfica 12. Variable de Amortización de pozos.

**Tendencia:**

decreciente

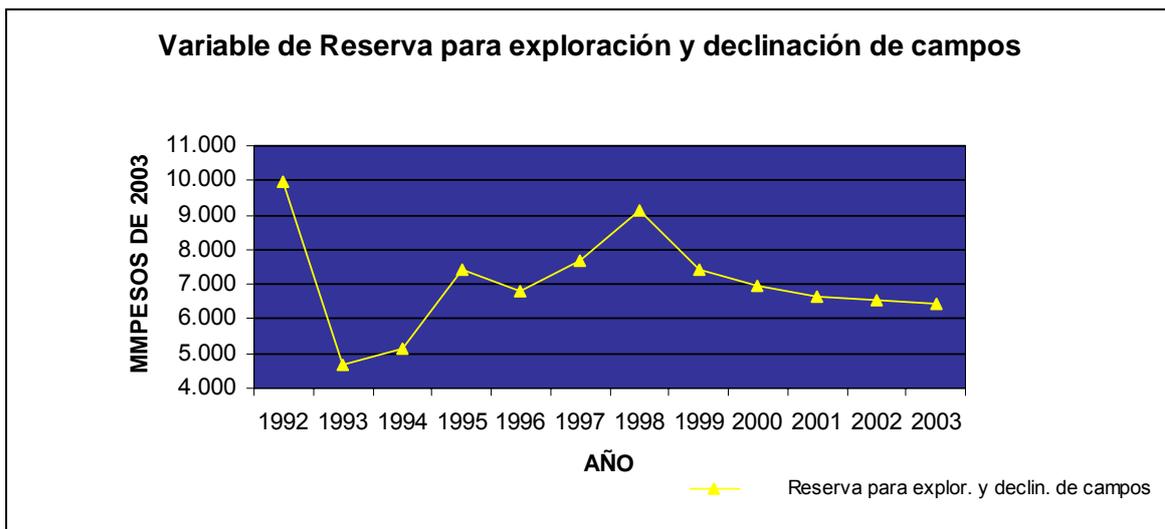


Gráfica 13. Variable de Depreciación de activo fijo.

**Tendencia:**

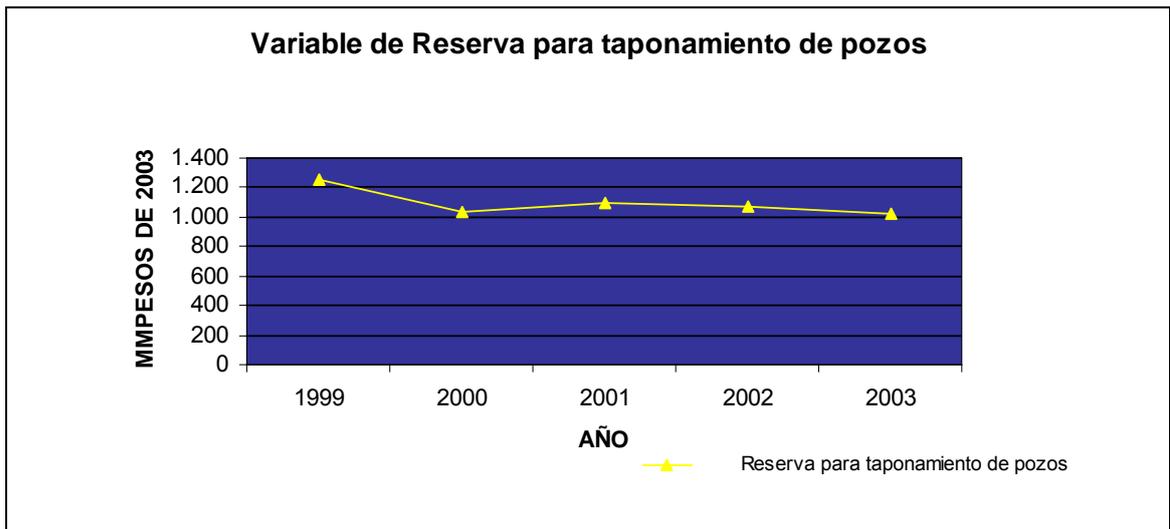
creciente

El incremento en el activo fijo en años anteriores se debe a que se incorporaron nuevos proyectos de explotación los cuales requirieron de la construcción de infraestructura para llevar a cabo su operación, esto provoca que el valor de la depreciación del activo crezca en la actualidad y se espere un crecimiento en esta variable.



Gráfica 14. Variable de Reserva para exploración y declinación de campos.

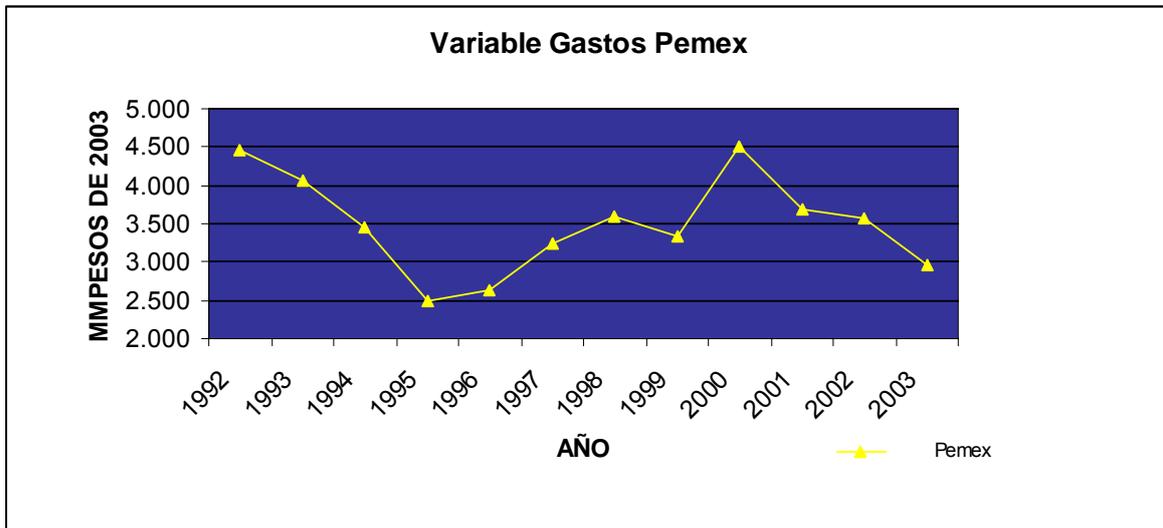
**Tendencia:** decreciente



*Gráfica 15.* Variable de Reserva para taponamiento de pozos.

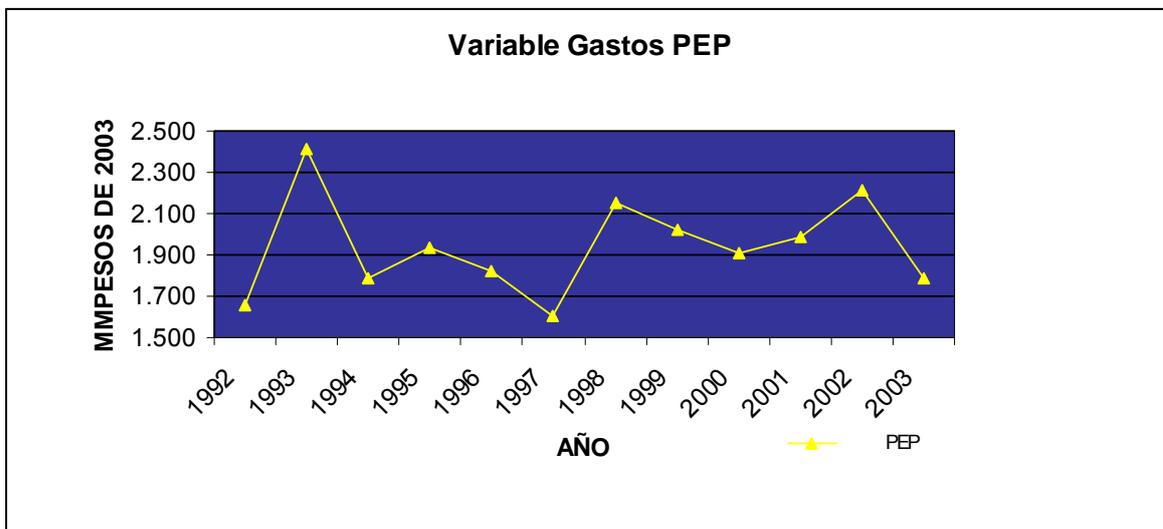
**Tendencia:** decreciente

## GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN



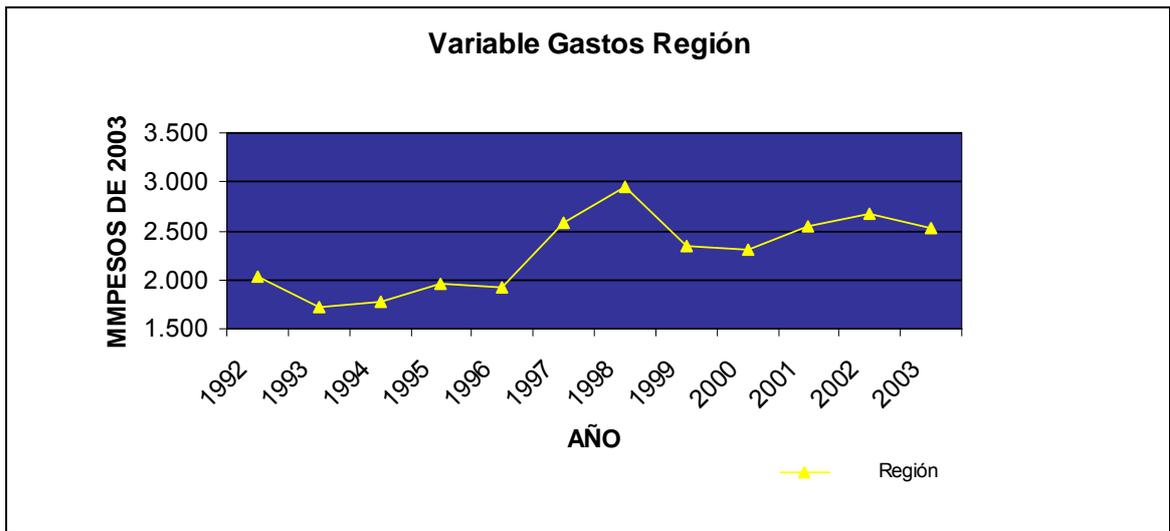
Gráfica 16. Variable de Gastos PEMEX.

**Tendencia:** decreciente



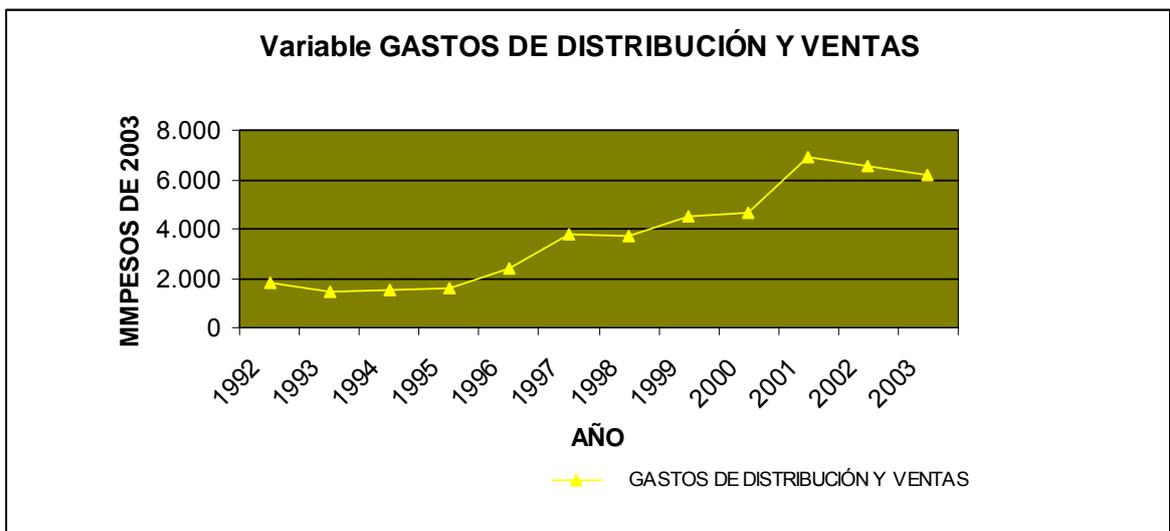
Gráfica 17. Variable de gastos PEP.

**Tendencia:** creciente



Gráfica 18. Variable de Gastos Región.

**Tendencia:** creciente



Gráfica 19. Variable GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS.

**Tendencia:** creciente

De acuerdo con la metodología descrita en la sección anterior se elaboro una tabla resumen que clasifica a las variables de costo por tipo, tamaño de la muestra, las que siguen una tendencia de acuerdo con las autocorrelaciones residuales.

#### 4.5 Modelo de pronóstico

Una vez que las series de tiempo han sido graficadas, se sigue la metodología clásica en el modelado de pronósticos.

El modelo consiste en verificar, en primera instancia, si los datos siguen una tendencia o si son de naturaleza aleatoria con el análisis de autocorrelaciones residuales cuyo cálculo no rebasa los límites de confianza en ningún caso e indica que las series siguen una tendencia y que se puede encontrar un patrón que describe su trayectoria a lo largo del tiempo (ver anexo II).

El modelado de las series temporales sugiere un estudio comparativo entre los distintos modelos de pronóstico de acuerdo con el mejor ajuste de la tendencia, es decir la mínima medida de error derivada de la estimación de parámetros y la trayectoria que proporciona cada modelo.

De manera general se define *el mínimo de los errores*,  $E^*$ , de los modelos de pronóstico considerados; sea  $n$  el número de modelos de pronóstico considerados y  $[ECM_n, EAM_n]$  la pareja de errores cuadrático medio y absoluto del  $n$ -ésimo modelo, entonces

$$E^* = \text{MIN} \{ [ECM_1, EAM_1], [ECM_2, EAM_2], \dots, [ECM_n, EAM_n] \}$$

Es importante hacer énfasis en que el modelo que resulte con  $E^*$ , el mínimo error, no es el óptimo para cada variable ya que la naturaleza de los costos es el elemento determinante para verificar la *factibilidad real* y, solo bajo esa consideración, se elige la aplicación del modelo matemático más adecuado.

A este criterio se le define como el *criterio de factibilidad real* en el pronóstico.

#### 4.5.1 Elección del modelo para cada trayectoria

Las variables de costo con el mayor nivel de desagregación para construir el egreso total han sido mencionadas con anterioridad; en la tabla siguiente se muestran los tres modelos que presentan los errores más pequeños para cada variable y se justifica la elección de cada modelo aplicando el criterio de factibilidad real:

No.	VARIABLE	MODELO DE PRONÓSTICO	RAIZ DEL ERROR CUADRÁTICO MEDIO	ERROR ABSOLUTO MEDIO	JUSTIFICACIÓN
1	EGRESOS	Tendencia cuadrática	4.999,1	3.763,9	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	5.887,3	4.391,2	
		Tendencia lineal	6.073,2	4.522,3	
2	GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN	Tendencia cuadrática	3.557,0	2.714,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	4.465,8	2.976,1	
		Tendencia lineal	4.580,4	3.020,8	
3	Ejercicio del gasto corriente	Tendencia cuadrática	819,6	597,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Media móvil simple con tres términos	1.157,5	960,7	
		Tendencia S-curva	1.324,3	1.011,7	
4	Mano de obra	Tendencia cuadrática	327,7	188,5	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	417,6	333,5	
		Tendencia lineal	439,6	344,3	
5	Materiales y nitrógeno	Tendencia cuadrática	544,2	351,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia lineal	620,7	423,6	
		Tendencia exponencial	633,9	421,3	

6	<b>Servicios generales</b>	Tendencia S-curva	370,5	260,6	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia cuadrática	473,6	328,6	
		Tendencia exponencial	538,3	423,3	
7	<b>Reserva laboral</b>	Tendencia cuadrática*	734,9	528,7	Dado el comportamiento creciente de esta variable, la trayectoria se describe mejor con este modelo por el criterio de factibilidad real
		Tendencia exponencial	704,7	509,6	
		Tendencia lineal	699,7	520,4	
8	<b>Compras interorganismos</b>	Tendencia cuadrática	2.741,1	189,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	2.850,7	2.110,1	
		Tendencia lineal	3.066,2	2.210,3	
9	<b>Servicios interorganismos</b>	Tendencia lineal	118,8	80,5	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia cuadrática	123,7	81,5	
		Tendencia exponencial	125,1	92,7	
	<b>Movimiento de inventarios</b>	Extrapolación (promedio)			
10	<b>Compras interregiones_interactivos</b>	Tendencia lineal	165,9	128,4	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia cuadrática	184,9	109,5	
		Tendencia exponencial	192,5	119,2	

11	<b>Servicios del corporativo</b>	Tendencia cuadrática	198,9	139,7	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		ARIMA con constante	308,6	207,0	
		Caminata aleatoria	321,3	207,0	
12	<b>Recuperación de servicios interregiones e interactivos</b>	ARIMA con constante	209,5	139,2	Aunque la tendencia cuadrática presenta el mínimo error cuadrático medio y medio absoluto, el pronóstico con éste método se vuelve positivo lo cual carece de sentido económico para una recuperación por definición
		Tendencia cuadrática	126,9	68,6	
		Tendencia lineal	195,3	143,4	
13	<b>GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO</b>	ARIMA con constante*	1.758,0	1.214,4	El modelo ARIMA con constante no decrece como en el caso del modelo de tendencia cuadrática en cuyo caso, al menos para el 2009 se prevé un crecimiento real de esta erogación
		Tendencia cuadrática	1.631,7	1.153,8	
		Media constante	1.829,6	1.488,5	
14	<b>GASTOS VIRTUALES</b>	Tendencia cuadrática*	2.839,8	1.950,1	La tendencia descrita por este modelo es creciente muy diferente del modelo de media móvil que tiende a estacionarse a través del tiempo
		Media móvil simple con tres términos	2.558,0	1.809,9	
		Tendencia exponencial	2.951,8	2.148,7	
15	<b>Amortización de pozos</b>	Tendencia exponencial*	1.862,2	939,8	El comportamiento de las bandas de confianza de este modelo presenta más holgura y por definición de esta cuenta este es el modelo adecuado
		Tendencia lineal	1.841,8	983,8	
		Media constante	1.731,1	1.126,1	

16	<b>Depreciación del activo fijo</b>	ARIMA con constante	1377,6	1356,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	2.002,1	1467,7	
		Tendencia cuadrática	2.010,8	1499,5	
17	<b>Reserva para exploración y declinación</b>	Media móvil simple de tres términos	1412,1	1271,0	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia S-curva	1376,1	1324,6	
		Media constante	1376,7	1419,7	
18	<b>Reserva para taponamiento</b>	Tendencia S-curva	63,6	41,7	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Media móvil simple de tres términos	66,2	65,7	
		Tendencia exponencial	96,4	54,1	
19	<b>GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN</b>	ARIMA con constante	1054,4	851,1	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia exponencial	1.129,9	914,5	
		Media constante	1.120,5	930,4	
20	<b>Pemez</b>	ARIMA con constante	801,8	578,2	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia S-curva	802,7	553,7	
		Media constante	863,0	650,8	

21	PEP	ARIMA con constante*	291,1	200,4	El patrón descrito por el modelo ARIMA sigue las variaciones históricas y no estaciona su crecimiento como el modelo de media móvil
		Media móvil simple de tres términos	282,9	235,5	
		Media constante	318,3	245,6	
22	Región	Tendencia lineal	377,4	270,6	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia cuadrática	383,5	275,6	
		Tendencia exponencial	385,5	264,4	
23	GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS	Tendencia cuadrática	905,8	629,8	Elección por comparativa de modelos de acuerdo con el criterio factibilidad real
		Tendencia lineal	906,6	677,3	
		Tendencia exponencial	1.012,9	690,0	

**Tabla 4.** Tabla de errores con justificación para la elección de modelos por variable.

Los errores que componen esta tabla van de acuerdo con la distancia entre los puntos de la base histórica y la trayectoria que cada modelo propone mediante la estimación de parámetros.

A continuación se muestra una tabla que muestra el modelo que describe a cada variable de costo de acuerdo con el criterio de factibilidad real:

Componentes del Estado de Resultados					Análisis de autocorrelación
Concepto	Tipo	Modelo de pronóstico del análisis general	Año de inicio	Tamaño de la muestra (n)	Sigue una tendencia
<b>EGRESOS</b>		Tendencia cuadrática	1992	12	si
<b>GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN a</b>		Tendencia cuadrática	1992	12	si
Ejercicio gasto corriente	variable	Tendencia cuadrática	1992	12	si
Mano de obra	variable	Tendencia cuadrática	1995	9	si
Materiales y nitrógeno	variable	Tendencia cuadrática	1995	9	si
Servicios generales y otros	variable	Tendencia S-curva	1995	9	si
Reserva laboral	fijo	Tendencia cuadrática	1992	12	si
Compras interorganismos	variable	Tendencia cuadrática	1992	12	si
Servicios interorganismos	variable	Tendencia lineal	1992	12	si
Movimiento de inventarios	variable	Extrapolación	2002	2	
Compras interregiones, interactivos	variable	Tendencia lineal	1998	6	si
Servicios del Corporativo	fijo	Tendencia cuadrática	1992	12	si
Recup. servs. interreg. interact. (-)	ingresos por servicios	ARIMA con constante	1998	6	si
<b>GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO</b>	variable	ARIMA con constante	1992	12	si
<b>GASTOS VIRTUALES</b>		Tendencia cuadrática	1992	12	si
Amortización de pozos	variable	Tendencia exponencial	1998	6	si
Depreciación de activo fijo	fijo	ARIMA con constante	1992	12	si
Reserva para explor. y declin. de campos	fijo	Media móvil simple de tres términos	1992	12	si
Reserva para taponamiento de pozos	variable	Tendencia S-curva	1999	5	si
<b>GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN</b>	fijo	ARIMA con constante	1992	12	si
Pemex b	fijo	ARIMA con constante	1992	12	si
PEP	fijo	ARIMA con constante	1992	12	si
Región c	fijo	Tendencia lineal	1992	12	si
<b>GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS</b>	variable	Tendencia cuadrática	1992	12	si

**Tabla 5.** Elección del modelo de pronóstico para cada variable de costo.

En general, la tabla anterior muestra la elección de los modelos adecuados de acuerdo con el criterio de factibilidad real para cada cuenta de costo con el objeto de comparar las proyecciones directas de las variables desagregadas y sin desagregar. Al final se comprobará que los pronósticos integrados de manera desagregada se aproximan mejor al comportamiento de los costos de PEP y para ello se utilizará la cifra del estado de resultados del 2004, el primer año pronosticado.

## 4.6 El pronóstico

Las cifras pronosticadas se muestran en esta sección de acuerdo con la aplicación de los modelos que, en la tabla de la sección anterior, se asignan a cada variable para los siguientes 5 años. El modelo se aplica para todas las cuentas del estado de resultados y esto permite observar tres tipos de pronóstico: *el pronóstico directo sobre el Egreso Total, el pronóstico por componentes de costo y la construcción del Egreso Total por pronóstico de variables*. Cada pronóstico contiene asociado intrínsecamente un grado de sensibilidad dependiendo de la inclusión de variables. El grado de sensibilidad se refiere al tratamiento de las variables, es decir, mientras más variables se consideren para construir el egreso total se abarcan más factores que le describen por la consideración de cada variable y sus posibles fluctuaciones futuras de acuerdo con sus registros de comportamiento históricos.

### 4.6.1 El pronóstico directo sobre el Egreso Total

El modelo que mejor se ajusta a esta trayectoria es el modelo de tendencia cuadrática, sigue una tendencia y se cuenta con información a partir de 1992, es decir la muestra es de tamaño 12 y queda de la siguiente manera:

PRONOSTICO DIRECTO																		
Concepto	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Límite inf. 95%													62.655	65.349	67.845	70.196	72.449	74.641
EGRESOS	58.336	47.822	46.120	54.567	52.971	55.847	53.152	55.778	62.430	66.248	62.258	70.858	75.178	80.304	85.935	92.073	98.716	105.864
Límite sup. 95%													87.701	95.258	104.025	113.950	124.983	137.088

**Tabla 6.** PRONÓSTICO DIRECTO.

Este es el pronóstico que tiene el mínimo grado de sensibilidad porque no toma en cuenta el comportamiento individual de cada componente de costos, ya en el análisis de resultados se cuestionará la ventaja y desventaja de este pronóstico.

## 4.6.2 El pronóstico por componentes de costo

La construcción del egreso total a partir de sus componentes es un pronóstico que considera los elementos, en forma articulada, de las trayectorias que no se consideraron en el pronóstico anterior con nivel de confianza al 95%.

PRONOSTICO POR COMPONENTES																		
Concepto	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Límite inf. 95%													52.653	55.178	57.324	59.049	60.450	61.605
Reconstrucción por componentes de los EGRESOS	58.336	47.822	46.120	54.567	52.971	55.847	53.152	55.778	62.430	66.248	62.258	70.858	75.775	82.325	89.145	96.420	104.237	112.634
Límite sup. 95%													98.897	109.472	120.965	133.791	148.024	163.663
Límite inf. 95%													23.650	25.690	27.642	29.544	31.429	33.324
<b>GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN</b>	20.079	16.877	16.155	18.327	19.044	21.109	17.061	15.746	23.287	25.050	22.289	31.892	<b>32.560</b>	<b>36.331</b>	<b>40.514</b>	<b>45.110</b>	<b>50.119</b>	<b>55.540</b>
Límite sup. 95%													41.471	46.371	53.385	60.676	68.808	77.757
Límite inf. 95%													4.222	4.434	4.610	4.706	4.754	4.776
<b>GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO</b>	8.084	7.409	7.706	10.886	10.473	9.144	7.192	7.667	8.780	9.307	7.350	6.117	<b>7.238</b>	<b>7.753</b>	<b>7.990</b>	<b>8.099</b>	<b>8.150</b>	<b>8.173</b>
Límite sup. 95%													10.254	11.073	11.371	11.433	11.546	11.569
Límite inf. 95%													12.926	12.866	12.567	12.060	11.371	10.521
<b>GASTOS VIRTUALES</b>	19.826	13.524	13.398	17.046	14.315	13.918	15.970	19.619	16.423	16.149	17.029	18.873	<b>20.040</b>	<b>21.361</b>	<b>22.844</b>	<b>24.487</b>	<b>26.292</b>	<b>28.258</b>
Límite sup. 95%													27.153	29.856	33.120	36.315	41.213	45.995
Límite inf. 95%													6.006	5.952	5.972	5.988	5.997	6.001
<b>GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN</b>	8.472	8.522	7.295	6.637	6.635	7.736	9.049	8.020	9.080	8.546	8.811	7.558	<b>7.819</b>	<b>7.934</b>	<b>7.985</b>	<b>8.008</b>	<b>8.018</b>	<b>8.022</b>
Límite sup. 95%													9.631	9.316	9.999	10.028	10.039	10.044
Límite inf. 95%													5.849	6.236	6.534	6.752	6.900	6.983
<b>GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS</b>	1.874	1.490	1.566	1.671	2.504	3.939	3.880	4.727	4.861	7.196	6.778	6.417	<b>8.118</b>	<b>8.946</b>	<b>9.812</b>	<b>10.716</b>	<b>11.659</b>	<b>12.640</b>
Límite sup. 95%													10.387	11.655	13.089	14.680	16.418	18.298

Tabla 7. PRONÓSTICO POR COMPONENTES.

Cabe mencionar que la descripción de cada una de estas componentes y la elección del modelo más adecuado para su pronóstico han sido mostradas con anterioridad para efectos de consulta. Sin embargo puede observarse que las bandas de confianza se abren más comparadas con el pronóstico directo.

## 4.6.3 Construcción del Egreso Total por el pronóstico de variables

En esta sección se muestra el pronóstico con el mayor grado de sensibilidad debido a que considera a las variables más simples que construyen a todas las cuentas y sub-cuentas del estado de resultados de operación.

## PRONÓSTICO POR VARIABLES

Concepto	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Límite inf. 95%</b>													46.511	46.865	47.593	48.048	48.388	48.528
<b>Reconstrucción por variables EGRESOS</b>	58.336	47.822	46.120	54.567	52.971	55.847	53.152	55.778	62.430	66.248	62.258	70.858	75.607	80.954	86.657	92.563	98.935	105.716
<b>Límite sup. 95%</b>													111.879	123.210	135.142	148.022	162.236	177.778
<b>Límite inf. 95%</b>													20.453	21.816	22.883	23.689	24.276	24.673
<b>Reconst. por variable GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN</b>	20.079	16.877	16.155	18.327	19.044	21.109	17.061	15.746	23.287	25.050	22.289	31.892	32.879	37.038	41.626	46.642	52.085	57.957
<b>Límite sup. 95%</b>													48.080	55.037	63.145	72.370	82.670	94.016
<b>Límite inf. 95%</b>													6.310	6.654	6.899	7.072	7.189	7.261
<b>Reconstr. por variables Ejercicio del gasto corriente</b>				7.398	5.883	6.496	6.011	5.538	7.066	6.678	7.873	8.686	9.555	10.724	12.053	13.541	15.188	16.994
<b>Límite inf. 95%</b>													15.264	17.346	19.836	22.706	25.941	29.531
<b>Límite inf. 95%</b>													4.583	4.856	5.107	5.345	5.576	5.803
<b>Mano de obra</b>				3.770	3.171	3.346	3.613	3.565	3.970	4.406	4.632	5.035	5.582	6.167	6.826	7.558	8.364	9.245
<b>Límite sup. 95%</b>													6.581	7.477	8.544	9.771	11.153	12.688
<b>Límite inf. 95%</b>													770	847	847	788	679	526
<b>Materiales y nitrógeno</b>				740	780	814	737	465	1.101	505	2.147	1.741	2.429	3.023	3.701	4.463	5.310	6.240
<b>Límite sup. 95%</b>													4.089	5.139	6.555	8.139	9.941	11.954
<b>Límite inf. 95%</b>													957	950	944	940	935	932
<b>Servicios generales y otros</b>				2.888	1.931	1.736	1.661	1.509	1.995	1.766	1.094	1.910	1.543	1.534	1.526	1.520	1.514	1.509
<b>Límite sup. 95%</b>													2.488	2.476	2.466	2.458	2.451	2.445
<b>Límite inf. 95%</b>													2.754	2.471	2.078	1.580	986	301
<b>Reserva laboral</b>	3.181	2.969	3.162	4.157	3.415	4.902	3.204	3.591	4.064	4.783	4.648	4.318	4.594	4.670	4.737	4.796	4.847	4.891
<b>Límite sup. 95%</b>													6.435	6.868	7.396	8.012	8.709	9.481
<b>Límite inf. 95%</b>													10.167	11.209	12.081	12.812	13.429	13.952
<b>Compras interorganismos</b>	5.303	4.832	4.581	4.968	8.255	8.354	6.607	5.431	10.974	11.792	9.470	17.446	17.034	19.409	22.000	24.808	27.832	31.073
<b>Límite sup. 95%</b>													23.900	27.608	31.919	36.803	42.235	48.194
<b>Límite inf. 95%</b>													20	-25	-70	-117	-164	-211
<b>Servicios interorganismos</b>	693	631	450	745	629	560	480	443	393	279	262	378	259	223	186	150	114	78
<b>Límite sup. 95%</b>													498	470	443	417	391	366
<b>Movimiento de inventarios</b>													-1.421	-996	-1.209	-1.209	-1.209	-1.209
<b>Límite inf. 95%</b>													993	1.148	1.297	1.441	1.581	1.719
<b>Compras interregiones, interactivos</b>							293	322	564	996	924	1.326	1.477	1.689	1.900	2.112	2.323	2.535
<b>Límite sup. 95%</b>													1.962	2.229	2.504	2.783	3.066	3.351
<b>Límite inf. 95%</b>													1.139	1.403	1.699	2.031	2.400	2.807
<b>Servicios del Corporativo</b>	1.942	1.769	1.631	1.060	863	797	676	669	753	1.210	1.135	1.211	1.637	1.998	2.419	2.901	3.445	4.049
<b>Límite sup. 95%</b>													2.135	2.593	3.139	3.772	4.490	5.291
<b>Límite inf. 95%</b>													-929	-1.044	-1.100	-1.130	-1.147	-1.156
<b>Recup. servs. interreg. interact. (-)</b>							-209	-249	-527	-686	-601	-476	-469	-464	-461	-458	-456	-454
<b>Límite sup. 95%</b>													-9	115	179	215	235	248

Límito inf. 95%													4.222	4.434	4.610	4.706	4.754	4.776
<b>Variable GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO</b>	8.084	7.409	7.706	10.886	10.473	9.144	7.192	7.667	8.780	9.307	7.350	6.117	7.238	7.753	7.990	8.099	8.150	8.173
Límito sup. 95%													10.254	11.073	11.371	11.493	11.546	11.569
Límito inf. 95%													10.268	8.851	7.896	7.196	6.666	6.257
<b>Reconstrucc. por variables de GASTOS VIRTUALES</b>	19.826	13.524	13.398	17.046	14.315	13.918	15.970	19.619	16.423	16.149	17.029	18.873	18.986	18.742	18.518	18.312	18.120	17.942
Límito sup. 95%													32.104	34.025	35.786	37.596	39.552	41.724
Límito inf. 95%													1.620	1.400	1.194	1.008	845	705
<b>Amortización de pozos</b>							3.819	7.540	4.939	4.667	4.507	4.161	4.282	4.141	4.004	3.872	3.745	3.622
Límito sup. 95%													11.314	12.244	13.430	14.875	16.593	18.606
Límito inf. 95%													3.400	2.210	1.465	955	591	325
<b>Depreciación de activo fijo</b>	9.480	8.638	8.075	9.308	7.255	5.903	2.666	3.041	3.165	3.420	4.621	6.947	6.834	6.737	6.653	6.581	6.520	6.467
Límito sup. 95%													10.268	11.263	11.841	12.207	12.448	12.609
Límito inf. 95%													4.340	4.340	4.340	4.340	4.340	4.340
<b>Reserva para explor. y declin. de campos</b>	10.346	4.886	5.323	7.738	7.060	8.015	9.485	7.737	7.238	6.920	6.785	6.696	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800	6.800
Límito sup. 95%													9.261	9.261	9.261	9.261	9.261	9.261
Límito inf. 95%													908	902	897	893	890	887
<b>Reserva para taponamiento de pozos</b>								1.301	1.080	1.141	1.117	1.068	1.070	1.065	1.060	1.057	1.055	1.053
Límito sup. 95%													1.261	1.257	1.254	1.252	1.250	1.249
Límito inf. 95%													5.718	5.528	5.670	5.704	5.793	5.839
<b>Reconstrucc. por variables de GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN</b>	8.472	8.522	7.295	6.637	6.635	7.736	9.049	8.020	9.080	8.546	8.811	7.558	8.386	8.474	8.711	8.794	8.921	9.005
Límito sup. 95%													11.054	11.419	11.751	11.884	12.050	12.171
Límito inf. 95%													1.945	1.907	1.937	1.965	1.982	1.993
<b>Pemex</b>	4.645	4.229	3.600	2.586	2.741	3.379	3.746	3.469	4.691	3.825	3.722	3.069	3.346	3.491	3.568	3.609	3.630	3.641
Límito sup. 95%													4.747	5.075	5.200	5.253	5.278	5.290
Límito inf. 95%													1.618	1.408	1.466	1.420	1.441	1.428
<b>PEP</b>	1.722	2.508	1.856	2.009	1.892	1.665	2.239	2.107	1.985	2.067	2.300	1.860	2.124	1.983	2.059	2.018	2.040	2.028
Límito sup. 95%													2.631	2.557	2.651	2.616	2.639	2.628
Límito inf. 95%													2.156	2.213	2.268	2.320	2.370	2.418
<b>Región</b>	2.105	1.785	1.840	2.042	2.002	2.693	3.064	2.444	2.404	2.653	2.788	2.629	2.916	3.000	3.084	3.168	3.252	3.335
Límito sup. 95%													3.676	3.787	3.900	4.015	4.133	4.253
Límito inf. 95%													5.849	6.236	6.534	6.752	6.900	6.983
<b>Variable GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS</b>	1.874	1.490	1.566	1.671	2.504	3.939	3.880	4.727	4.861	7.196	6.778	6.417	8.118	8.946	9.812	10.716	11.659	12.640
Límito sup. 95%													10.387	11.655	13.089	14.680	16.418	18.298

**Tabla 8.** PRONÓSTICO POR VARIABLES.

Una vez más puede observarse que la banda de confianza incrementa su extensión significativamente y esto se debe a una razón muy sencilla; se están considerando los elementos que inciden directamente en el comportamiento particular de cada variable de costo, mismas que construyen a las componentes de costo con una banda de confianza que sigue el mismo comportamiento de crecimiento en este análisis fino y más detallado.

#### 4.7 Análisis de resultados

Las cifras resultantes del modelo de pronóstico se analizan en esta sección. Es importante hacer mención que en esta sección se demuestra con los resultados que el grado de sensibilidad es mucho mejor cuando se integra una variable a partir de otras que si se proyecta directamente a la misma.

En la medida en que se incluye un mayor número de elementos de costo, dando la debida importancia particular a cada fluctuación que se presenta en las cuentas, el grado de sensibilidad aumenta, el nivel de aproximación será mejor y más fino el estudio por la amplitud de su alcance.

A continuación se muestran las tablas los distintos pronósticos, las gráficas de las proyecciones y se incluye también la cifra del Egreso Total 2004\*, del Estado de Resultados de Operación 2004, con el factor de confidencialidad aplicado para analizar el nivel de acertividad de cada tipo de pronóstico:

PRONÓSTICO DIRECTO						
C o n c e p t o	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Límite inf. 95%	62.655	65.349	67.845	70.196	72.449	74.641
EGRESOS	75.178	80.304	85.935	92.073	98.716	105.864
Límite sup. 95%	87.701	95.258	104.025	113.950	124.983	137.088

PRONÓSTICO POR COMPONENTES						
C o n c e p t o	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Límite inf. 95%	52.653	55.178	57.324	59.049	60.450	61.605
Reconstrucción por componentes del EGRESO	75.775	82.325	89.145	96.420	104.237	112.634
Límite sup. 95%	98.897	109.472	120.965	133.791	148.024	163.663

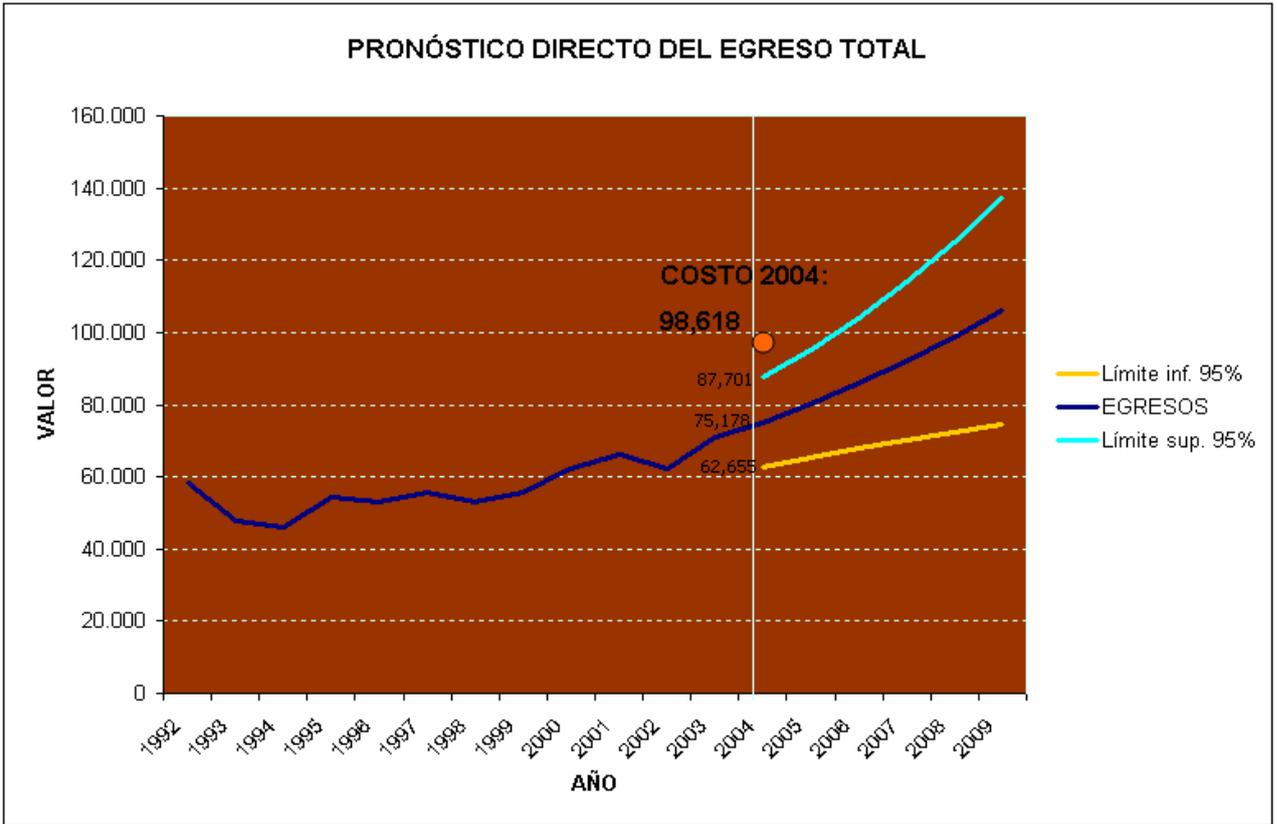
PRONÓSTICO POR VARIABLES						
C o n c e p t o	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Límite inf. 95%	46.511	46.865	47.593	48.048	48.388	48.528
Reconstrucción por variables EGRESOS	75.607	80.954	86.657	92.563	98.935	105.716
Límite sup. 95%	111.879	123.210	135.142	148.022	162.236	177.778

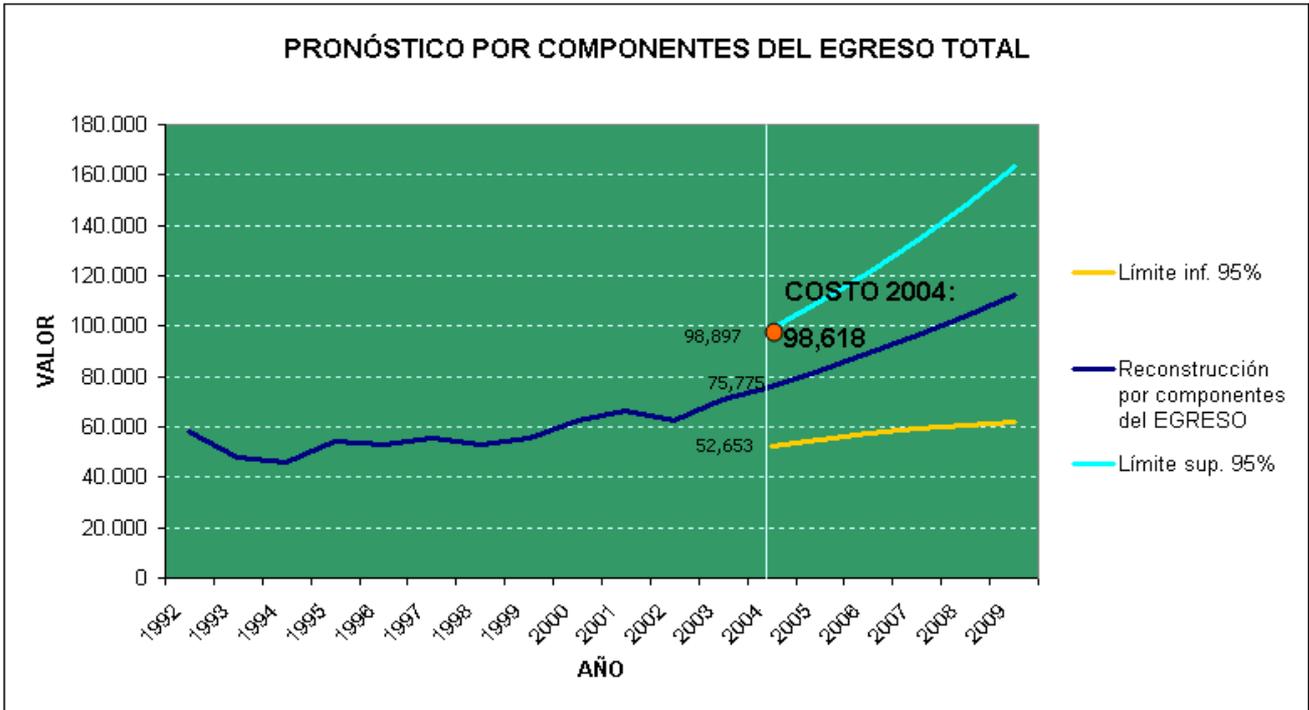
EGRESO 2004	98,618
-------------	--------

Tabla 9. TABLAS INDIVIDUALES POR TIPO DE PRONÓSTICO.

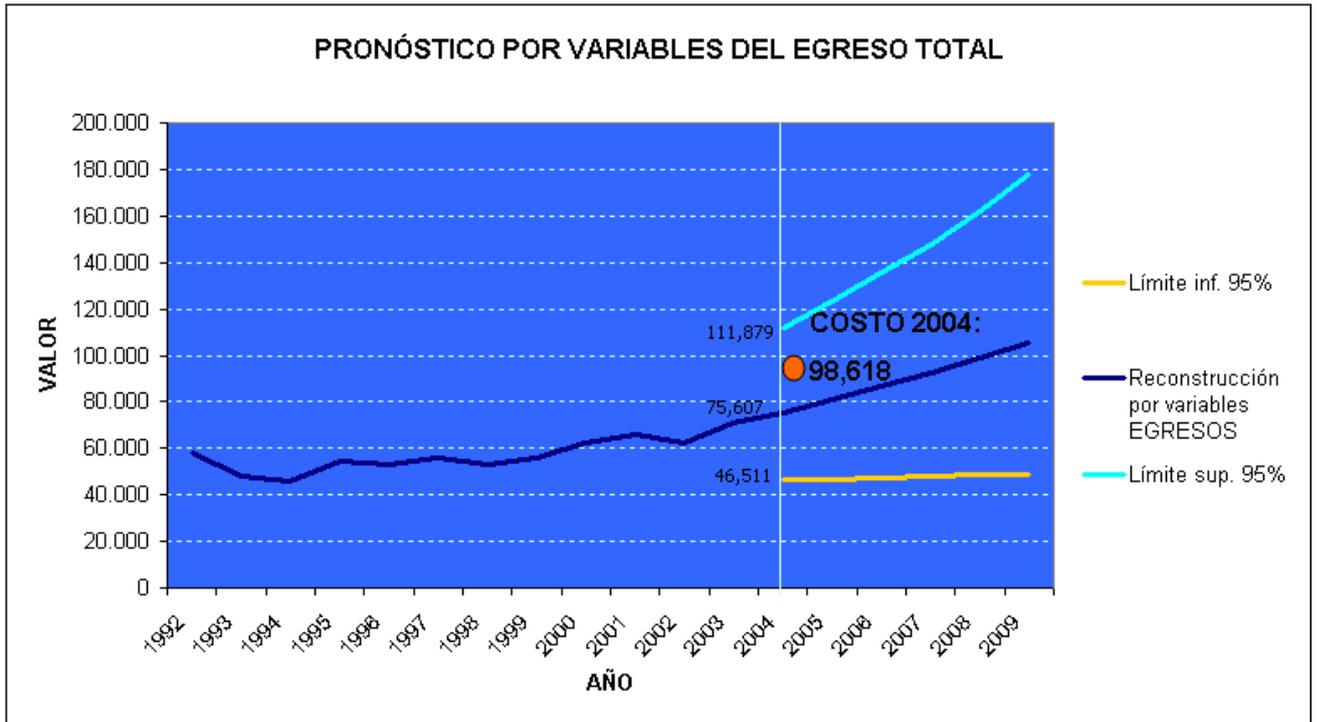
\* Sin exploración y perforación.



Gráfica 20. PRONÓSTICO DIRECTO DEL EGRESO TOTAL.



Gráfica 21. PRONÓSTICO POR COMPONENTES DEL EGRESO TOTAL.



Gráfica 22. PRONÓSTICO POR VARIABLES DEL EGRESO TOTAL.

Puede observarse que el pronóstico directo no tiene acertividad debido a que el egreso total 2004 no se encuentra dentro de la banda de confianza de este pronóstico. Esto demuestra que el pronóstico directo es un pronóstico insensible y poco apegado a la realidad porque deja de lado factores muy importantes de comportamiento que cada variable tiene por naturaleza y que deben ser considerados con particularidad.

En el caso del pronóstico por componentes el Egreso 2004 la cifra queda muy cercana al límite superior de la banda de confianza lo cual pone en cuestión el hecho de que la cifra pronosticada para el 2005 se encuentre o no dentro de la banda de confianza. Este pronóstico muestra sensibilidad al comportamiento de las componentes, sin embargo aún existe un nivel de mayor sensibilidad porque las componentes se construyen a partir de las variables de costo y en ellas se describen las fluctuaciones reales.

En el pronóstico por variables de costo la cifra del Egreso 2004 se encuentra entre la cifra pronosticada y el límite superior de la banda de confianza que muestra más holgura que en los dos pronósticos anteriores porque se consideran de manera particular a todos los elementos suficientes para una mayor aproximación a la realidad.

#### 4.7.1 Enfoque práctico para la toma de decisiones

Una de las principales aportaciones de este estudio es la de facilitar la toma de decisiones. El pronóstico de costos es una herramienta que permite observar los costos esperados bajo los supuestos iniciales. Una vez que se cuenta con los resultados, depende de la administración directiva el diseño de los recursos para reservar los costos esperados y emitir recomendaciones tales como el moderar gastos reales en ciertos rubros operativos para no rebasar el umbral máximo (límite superior de la banda de confianza de cada costo). Con una aproximación de cada cuenta se pueden planear los costos reales de manera individual para cada costo con sus respectivas características y condiciones; por ejemplo en el pronóstico la cuenta de Mano de obra:

<u>Concepto</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>
Límite inferior (95%)		<b>4,583</b>
<i>Mano de obra</i>	5,035	<b>5,582</b>
Límite superior (95%)		<b>6,581</b>

En la vida real se pensaba en reducir este costo aunque se tenía la incertidumbre del grado de reducción por aspectos técnicos que no permitían llevarla a cabo. Al final se tomó en consideración la cota inferior y, en la medida de lo posible, se eliminaron los gastos que se contemplaban en el 2003 por el abandono de campos reduciendo así a este concepto y dada la banda de confianza se adecuaron las condiciones de tal manera que el costo se llegó a 5,520 siendo una cantidad muy cercana a la cifra pronosticada que deja muy claro el nivel de certeza que significa pronosticar al 95% de confianza y termina de verificarse cuando el egreso total del 2004 se incluye en el rango de los límites de la banda de confianza del modelo. Básicamente es la certeza de contar con una referencia estimada del futuro la que refuerza la toma de decisiones porque no sólo el argumento intuitivo de la realidad es el que determina la decisión, sino que además se refuerza con la cifra del pronóstico matemático, producto de la buena elección de un modelo para cada caso en particular.

## **4.8 Resumen**

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea bastante complicada.

Conocer el impacto que tiene cada costo en particular es imprescindible en el análisis de sensibilidad porque ello nos permite conocer el grado de importancia de las variables que componen al egreso total y de esta manera podemos establecer una jerarquía en las variables para la elección del pronóstico adecuado.

## CONCLUSIONES

El siguiente listado de conclusiones se deriva de este estudio con base en los resultados obtenidos y los alcances que este enfoque puede tener al continuar su desarrollo en la paraestatal:

- El modelo de pronóstico de costos de PEP más adecuado es el pronóstico por variables de costo porque considera las variables con mayor nivel de desagregación que construyen el saldo de cada componente de egresos. Si únicamente se consideran componentes consolidadas se dejan de lado los elementos reales que provienen de las variables que deben tratarse con particularidad.
- La cifra de Egreso 2004, proveniente del estado de resultados de operación 2004 de PEP, es el indicador idóneo para comprobar si la cifra pronosticada se acerca o no a la realidad. En el caso de este estudio, la cifra real permite evaluar a los diferentes pronósticos y se verifica el principio de que mientras se cuente con un mayor número de variables descriptivas, mejor será la aproximación.
- En la medida en que transcurra el tiempo, el tamaño de la muestra aumentará y con ello la certeza con la que se pueden aproximar los resultados a un pronóstico más cercano a la realidad aunque se actualizarán los modelos elegidos para cada trayectoria dependiendo del cambio que estas variables presenten por la integración de nuevos datos.
- La planeación es un proceso incluyente y complejo por el simple hecho de que la elaboración de un plan con diversas líneas estratégicas persigue a corto o largo plazo, a futuro al fin y al cabo, un objetivo lo cual genera la incertidumbre entre los posibles escenarios y la realidad, es por ello que el pronóstico matemático en conjunto con la experiencia de campo representa una herramienta muy importante para reforzar los argumentos que constituyen el plan estratégico. La

utilidad de este modelo radica en la prospectiva de costos que se elabora en conjunto con la experiencia petrolera y que permite una planeación para el diseño de recursos de acuerdo con un mínimo y un máximo de costos esperados en beneficio de la planeación estratégica de la paraestatal.

Al observar los resultados se verifica que:

- a) El total de egresos pronosticado directamente como variable está muy cerca de la cifra pronosticada por componentes o por variables sin embargo el costo real no cae dentro de la banda de confianza propuesta por este método de pronóstico. En el caso del pronóstico por componentes efectivamente la cifra se encuentra dentro de la banda de confianza propuesta por el modelo, sin embargo la cifra se ubica al borde del límite superior lo cual pone en cuestión el resultado pronosticado para el año siguiente dado que por poco queda fuera de la banda de confianza la cifra del 2004. A diferencia del pronóstico por variables donde la cifra real del 2004 cae aproximadamente a la mitad de la cifra pronosticada para ese año y su límite superior; por ello se argumenta que es poco confiable pronosticar directamente el total de egresos, o por sus componentes, debido a que se descartan varios factores reales que influyen en el comportamiento de cada una de las variables de costo y esto se refleja directamente en la holgura de la banda de confianza.
- b) La aplicación de los modelos considerando un mayor número de variables aumenta la holgura de la banda de confianza por ser particular el trato para cada erogación y considerar sus posibles fluctuaciones, es por ello que, para efectos de planeación y toma de decisiones, es mejor considerar los resultados de los pronósticos que provengan de las variables más desagregadas para construir un total en cualquier horizonte.
- c) Y finalmente se aprecia por simple observación que los valores esperados dentro de la banda de confianza propuesta por el modelo incluye factores que agregan holgura mientras que se consideraron más variables.

## ANEXO

Factores de conversión de pesos corrientes a pesos de 2003

<b>Año</b>	<b>Indice</b>	<b>Factor</b>
1992	23,5980	4,4403
1993	25,8992	4,0457
1994	27,7033	3,7823
1995	37,3992	2,8017
1996	50,2565	2,0849
1997	60,6222	1,7284
1998	70,2783	1,4910
1999	81,9344	1,2788
2000	89,7113	1,1680
2001	95,4239	1,0981
2002	100,2244	1,0455
2003	104,7815	1,0000
2004	108,4489	

Fuente: Banco de México; Índice nacional de precios al consumidor

## GLOSARIO

**ACTIVOS INTEGRALES:** Son los activos que se encuentran organizados en activos de exploración y explotación, de manera conjunta, para la misma zona geográfica de tal manera que la dirección administrativa de los proyectos es integral

**BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE:** Son las unidades en que se extrae la mezcla de crudo considerando el gas natural extraído y aplicando a este un factor de conversión global de gas a líquido para homogeneizar las unidades.

**DERIVADOS DEL PETRÓLEO:** Son el conjunto de los productos petrolíferos y los petroquímicos.

**ESPESOR:** Extensión de la roca caliza que contiene el crudo.

**ESTACIONALIDAD:** Corresponde a fluctuaciones periódicas de la variable, en periodos relativamente cortos de tiempo.

**ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD:** Es el estudio analítico para evaluar la viabilidad técnico-económica de la realización de una propuesta de inversión. El estudio de factibilidad es el documento donde se resume la viabilidad institucional, de mercado, técnica-tecnológica y económica del proyecto de inversión. Parte de la información que contienen los estudios de factibilidad son el programa de inversiones a realizar y de costos de operación (detalle anual) y el pronóstico de producción o de ahorros esperados.

**FACTOR DE CONFIDENCIALIDAD:** Es el factor aplicado a las bases real y de proyección para efectos de visualización de la información.

**FACTOR DE RECUPERACIÓN:** Valor por ciento de hidrocarburo que se logra extraer de un yacimiento que mide el nivel recuperable del volumen estimado de hidrocarburos al interior de las rocas almacenadoras.

**PERIODO BASE:** Es el periodo comprendido de 1992 al 2003 por tratarse de la base de información con la que se cuenta para la elaboración de proyecciones.

**PERMEABILIDAD:** Capacidad de movilidad de un fluido o hidrocarburo en una roca.

**PREDICCIÓN:** Es la estimación de valores futuros de una variable en función del comportamiento pasado de una serie de datos.

**PRODUCTOS PETROLÍFEROS:** Son los productos que provienen de la refinación: diesel, gasolina, aceite, combustoleo y naftas.

**RECURSOS PETROLEROS:** Acumulaciones de hidrocarburos en el interior de un yacimiento. También es el conjunto de oportunidades exploratorias con la mayor incertidumbre.

**RÉGIMEN DE USO Y APROVECHAMIENTO:** Este es un agente económico que incluye la utilización social y privada de los recursos naturales energéticos para el desarrollo nacional con libertades de trabajo y de comercio estableciendo así derechos de consumidores y usuarios.

**RÉGIMEN PATRIMONIAL:** Funciona como un representante de la nación que norma los bienes sociales en torno al fortalecimiento de la soberanía y el desarrollo nacional.

**RÉGIMEN REGULATORIO:** Como agente garante de la seguridad jurídica y económica este régimen regula las actividades de empresas paraestatales y particulares otorgando permisos, concesiones y autorizaciones.

**RESERVAS:** Son acumulaciones de hidrocarburo, en sus distintas densidades, conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

**TENDENCIA:** Es la dirección general de la variable en el periodo de observación, es decir el cambio a largo plazo de la media de la serie.

## **TABLA DE ABREVIATURAS**

**PEMEX** : Petróleos Mexicanos

**PEP** : PEMEX Exploración y Producción

**PC** : PEMEX Corporativo

**PR** : PEMEX Refinación

**PGPB** : PEMEX Gas y Petroquímica Básica

**PP** : PEMEX Petroquímica

**PMI** : Petróleos Mexicanos Internacionales

**IMP** : Instituto Mexicano del Petróleo

**SIIC** : Sistema Institucional de Indicadores de Costo

**MBPCE** : Miles de barriles de petróleo crudo equivalente

**TAD** : Terminal de Almacenamiento y Distribución.

**INPC** : Índice Nacional de Precios al Consumidor.

## ÍNDICE DE FIGURAS

### *Capítulo 1*

**Figura 1.** Estructura Organizacional de PEMEX

**Figura 2.** Distribución geográfica regional

**Figura 3.** La cadena de valor

### *Capítulo 2*

**Figura 4.** Estructura operativa de los Proyectos de Explotación

### *Capítulo 3*

**Figura 5.** Estructura de la información para el análisis

**Figura 6.** Componentes del egreso total.

**Figura 7.** Variables de la componente GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN.

**Figura 8.** Variables de la cuenta Ejercicio del gasto corriente.

**Figura 9.** Variables de la componente GASTOS VIRTUALES.

**Figura 10.** Variables de la componente GASTOS INDIRECTOS DE ADMINISTRACIÓN.

### *Capítulo 4*

**Figura 11.** Serie temporal con tendencia

**Figura 12.** Descomposición de una serie temporal en sus componentes.

**Figura 13.** Modelo de tendencia cuadrática.

**Figura 14.** Curva de crecimiento exponencial.

**Figura 15.** Tendencia de curvas S.

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

### *Capítulo 2*

**Gráfica 1.** Participación del gasto en el horizonte 1996-2003

**Gráfica 2.** Trayectoria porcentual por tipo de costo en el horizonte 1996 – 2003.

### *Capítulo 4*

- Gráfica 3.** Variables del Ejercicio del gasto corriente.
- Gráfica 4.** Variable de Reserva laboral.
- Gráfica 5.** Variable de compras interorganismos.
- Gráfica 6.** Variable de Servicios interorganismos.
- Gráfica 7.** Variable de Movimiento de inventarios.
- Gráfica 8.** Variable de Compras interregiones, interactivos.
- Gráfica 9.** Variable de Servicios del Corporativo.
- Gráfica 10.** Variable de Recuperación de servicios interregiones interactivos.
- Gráfica 11.** Variable GASTOS DE MANTENIMIENTO OPERATIVO.
- Gráfica 12.** Variable de Amortización de pozos.
- Gráfica 13.** Variable de Depreciación de activo fijo.
- Gráfica 14.** Variable de Reserva para exploración y declinación de campos.
- Gráfica 15.** Variable de Reserva para taponamiento de pozos.
- Gráfica 16.** Variable de Gastos PEMEX.
- Gráfica 17.** Variable de gastos PEP.
- Gráfica 18.** Variable de Gastos Región.
- Gráfica 19.** Variable GASTOS DE DISTRIBUCIÓN Y VENTAS.
- Gráfica 20.** PRONÓSTICO DIRECTO DEL EGRESO TOTAL.
- Gráfica 21.** PRONÓSTICO POR COMPONENTES DEL EGRESO TOTAL.
- Gráfica 22.** PRONÓSTICO POR VARIABLES DEL EGRESO TOTAL.

## ÍNDICE DE TABLAS

### *Capítulo 1*

**Tabla 1.** Activos administrativos por región

### *Capítulo 2*

**Tabla 2.** Distribución de los proyectos de explotación por activo

**Tabla 3.** Naturaleza de los costos

### *Capítulo 4*

**Tabla 4.** Tabla de errores con justificación para la elección de modelos por variable.

**Tabla 5.** Elección del modelo de pronóstico para cada variable de costo.

**Tabla 6.** PRONÓSTICO DIRECTO.

**Tabla 7.** PRONÓSTICO POR COMPONENTES.

**Tabla 8.** PRONÓSTICO POR VARIABLES.

**Tabla 9.** TABLAS INDIVIDUALES POR TIPO DE PRONÓSTICO.

## **BIBLIOGRAFÍA**

“Memoria de Labores 2000”, PEMEX, México

“Reporte anual 2003”, PEMEX Exploración y Producción, México

“El Petróleo”, Petróleos Mexicanos 1988

“Lineamientos para la documentación autorización y seguimiento de los Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales”, Dirección Corporativa de Finanzas, PEP, Septiembre 1999

“Las reservas de hidrocarburos de México”, PEMEX Exploración y Producción, Evaluación al 1 de enero de 2004

“Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción”, Luzbel Napoleón Solórzano, Primera edición, 1996

“Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración integral de activos petroleros”, Luzbel Napoleón Solórzano, Primera edición, 1999 México D.F.

“Métodos de Pronósticos”, Spyros Makridakis, Steven C. Wheelrigh, México 2004

“Elementos de Pronósticos”, Francis X. Diebold, Departamento de economía, Universidad de Pennsylvania 1999

“ECONOMETRÍA: Modelos y pronósticos” Robert S. Pindyck, Daniel L. Rubinfeld, Cuarta edición 2001

Consultas, investigaciones y entrevistas en las siguientes gerencias de PEP:

Gerencia de planeación estratégica (GPE)

Gerencia de recursos de inversión (GRI)

Gerencia de recursos financieros (GRF)

Gerencia de evaluación de resultados (GER)

Sitios web en internet:

<http://www.pemex.com.mx/>

<http://www.pep.pemex.com/>