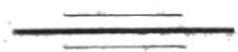




\*D-6911\*

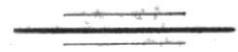
# ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Departamento de Ingeniería  
de Geología, Minas y Petróleos



## "FUNDAMENTOS BASICOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO DE PROYECTOS PETROLEROS"

Washington Gallegos Orta



GUAYAQUIL — ECUADOR

1974

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

"FUNDAMENTOS BASICOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO DE  
PROYECTOS PETROLEROS"

TESIS DE GRADO

QUE PARA OPTAR EL TITULO DE:

I N G E N I E R O     D E     P E T R O L E O S

PRESENTA:

W A S H I N G T O N   G A L L E G O S   O R T A



Declaro que: hechos, ideas y doctrinas  
expuestas en esta Tesis de Grado son  
de mi exclusiva responsabilidad y que  
el patrimonio Intelectual de la misma  
corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLI  
TECNICA DEL LITORAL.

WASHINGTON GALLEGOS ORTA



## AGRADECIMIENTO

A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

AL ING. GALO AREVALO M.

DIRECTOR DE TESIS

*Por su acertada Dirección  
para la culminación de ese  
te trabajo.*

A MIS COMPANEROS DE  
PROMOCION

A MIS AMIGOS



Con Infinito Agradecimiento  
A mis Queridos Padres:

RICARDO GALLEGOS VELOZ  
COLOMBIA ORTA DE GALLEGOS

Quienes con sus sacrificados  
esfuerzos hicieron posible  
mi formación profesional.

Fraternalmente  
a mis Hermanos

MARIELA  
RICARDO  
FANNY

A mi Querida Tía

MERCEDES GALLEGOS

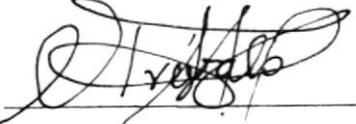


"FUNDAMENTOS BASICOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO DE  
PROYECTOS PETROLEROS"

AUTOR

  
WASHINGTON GALLEGOS O.

DIRECTOR DE TESIS

  
ING. GALO AREVALO M.

# INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	
RESUMEN	
CAPITULO 1	
LA EMPRESA PETROLERA	3
1.1. Estructura de la Empresa Petrolera Integrada	3
1.1.1. Exploración y Perforación	3
1.1.2. Explotación	4
1.1.3. Refinación	5
1.1.4. Transporte	6
1.1.5. Ventas	8
1.2. La Empresa Estatal	8
1.2.1. Origen	8
1.2.2. Situación actual de la Empresa Estatal	10
1.2.3. Empresas Estatales Latinoamericanas	13
1.2.4. Razón de Ser y Justificación de la Empresa Petrolera Estatal, Ventajas, Inconvenien- tes y Críticas	17
1.3. La Compañía Independiente	20
CAPITULO 2	
LEYES TRIBUTARIAS QUE RIGEN LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL ECUADOR.	22
2.1. Impuesto sobre la Renta	23

	Pág.
2.2. Regalías	25
2.3. Impuestos Varios	26
2.3.1. Primas de Entrada	27
2.3.2. Derechos Superficiaarios	27
2.3.3. Utilización de aguas y materiales naturales de construcción.	28
2.3.4. Obras de Compensación	28
2.3.5. Contribución para la Educación	29
2.3.6. Participación en la Tarifa de Trans <u>porte</u> de Oleoductos y Gasoductos.	29
2.3.7. Diferencial Cambiario	30
2.3.8. Inspección del Banco Central	31
2.3.9. Impuesto a la Exportación	32
2.3.10. Reinversión de Utilidades	32
2.3.11. Participación de CEPE	33
2.3.12. Exoneración de Impuestos en las Ope <u>raciones</u> Directas de Exploración y Explotación por parte de CEPE.	33
2.4. Procedimiento de Cálculo de los Ingresos Es <u>tatales</u> .	34
2.5. Precios del Petróleo	38
CAPITULO 3	
FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE ECONO <u>MIA</u> PETROLERA.	
	41

	Pág.
3.1. Inversión de Capital	41
3.2. Gasto de Capital	41
3.2.1. Sobrecostos Administrativos	42
3.2.2. Costos de Operación	43
3.3. Tangibles: Perforación, Terminación, Producción, Oficina.	45
3.4. Intangibles: Exploración, Explotación, Obras Ci- viles.	47
3.5. Agotamiento	50
3.6. Depreciación: Diferentes Métodos para calcularla	51
3.7. Amortización	57
3.8. Factores de Interés	61
3.9. Interés Simple	62
3.10. Interés Compuesto	63
3.11. Valor Presente o Actual del Dinero	64
3.12. Ejemplos de Aplicación	65
CAPITULO 4	
GENERACION DE INGRESOS	
4.1. Generalidades	71
4.2. Fórmulas Fundamentales de Declinación	71
4.2.1. Declinación Exponencial o Constante	72
4.2.2. Declinación Hiperbólica	73
4.2.3. Declinación Armónica	74

CAPITULO 5	
INDICES DE RENTABILIDAD	75
5.1. Indices de Rentabilidad	75
5.2. Promedio de la Ganancia sobre la Inversión	76
5.3. Promedio de Amortización del Capital Inver <u>tido</u> sobre el promedio de la Inversión.	77
5.4. Tiempo de Pago	78
5.5. Valor Actual o Presente de la Generación de Capital.	78
5.6. Flujo de Capital Diferido	80
CAPITULO 6	
ANALISIS ECONOMICO DE UN PROYECTO PETROLERO EN EL ECUADOR.	82
6.1. Descripción General del Programa	82
6.2. Ecuaciones Usadas	84
6.3. Datos necesarios	86
6.4. Diagrama de Flujo Detallado y Sub-Programas	88
6.5. Listado del Programa	97
6.6. Resultados	108
CAPITULO 7	
CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, NOMENCLATURA, TABLAS Y BIBLIOGRAFIA	111
7.1. Conclusiones	111

	Pág.
7.2. Recomendaciones	112
7.3. Tablas	113
7.4. Nomenclatura	137
7.5. Bibliografía	142

## INTRODUCCION

El constante incremento de la demanda de energía en el mundo y la escasez de reservas de hidrocarburos han determinado una intensificación de las actividades petroleras. Este hecho ha provocado un aumento, en la demanda del equipo petrolero con el consiguiente incremento del costo de producción de los hidrocarburos. Para minimizar este aumento en el costo, se ha hecho necesario que cada proyecto sea analizado rigurosamente en lo que a su fase económica se refiere y especialmente su probable rentabilidad.

Las inversiones de las empresas en proyectos riesgosos son vistas críticamente y todo proyecto de inversión de capital es estudiado en forma detenida. Para realizar estos estudios económicos de proyectos correctamente, es necesario que el evaluador tenga conocimientos de Ingeniería de Yacimientos, Geología, Operaciones y Economía. Por lo tanto, es al Ingeniero de Petróleos por su preparación técnica, a quien le corresponde la labor de analizar la potencialidad económica de la mayoría de los proyectos de explotación de campos petrolíferos.

## RESUMEN

Es la intención de este trabajo delinear y explicar los conceptos básicos, así como la técnica utilizada para la evaluación de proyectos en la mayoría de las empresas petroleras.

Se ha hecho una descripción de los diferentes conceptos, leyes tributarias y demás parámetros que influyen en una Evaluación, para luego aplicarlos a un caso real de nuestro país.

En el Análisis Económico del Proyecto se ha aplicado el método del Flujo de Efectivo Diferido, determinando su rentabilidad a través de los índices denominados - Tasa de Retorno, Tiempo de Pago, Relación de Ganancia sobre la Inversión y Relación de Ganancia sobre la Inversión Promedio.

Se ha tratado de hacer el enfoque de la manera más simple y concisa, para así interesar al estudiante o al joven profesional en esta importante faceta de la Ingeniería de Petróleos. El interés personal de cada individuo, así como el programa de entrenamiento de cada empresa, servirá para afianzar y ampliar plenamente los conocimientos que se hayan obtenido de este trabajo.

# C A P I T U L O 1

## LA EMPRESA PETROLERA

### 1.1. ESTRUCTURA DE LA EMPRESA PETROLERA INTEGRADA (1,2,8,12)

Toda empresa petrolera integrada se puede dividir en seis componentes; Exploración, perforación, explotación, refinación, transporte y ventas.

A continuación se verá donde se puede utilizar el análisis económico en cada una de las actividades componentes y como influyen en los mismos.

#### 1.1.1. Exploración y Perforación

Es vital para una empresa tener un programa de exploración y perforación que sea lo suficientemente activo, flexible y eficiente para:

- A. Descubrir nuevas reservas de petróleo necesarias para satisfacer el consumo interno y para cumplir las demandas de los diferentes compradores, tanto en cantidad como en calidad.
- B. Diversificar la producción de una sola fuente o región del país.

- C. Satisfacer los compromisos contractuales que la compañía tenga con terceros.
- D. Suplir petróleo a mercados en cantidad y calidad, en competencia con las otras compañías.

El análisis económico para determinar la posible rentabilidad de los proyectos exploratorios y de perforación - está directamente influenciado por:

- a. Las metas y tiempo necesario de desarrollo.
- b. La técnica y equipo de exploración (geofísica, geología, aerofotogrametría, geoquímica) que se utilicen.
- c. Extensión de las áreas de estudio.
- d. Profundidad y número de pozos exploratorios.
- e. La distancia de los posibles yacimientos a los terminales de embarque, centros de manufactura y ventas.
- f. La calidad del petróleo que se espera encontrar.
- g. Demanda en el mercado mundial.

### 1.1.2. Explotación

Se hace necesario el análisis económico de esta fase para determinar la manera más conveniente de producir un campo descubierto y para mantener o aumentar la producción a ciertos niveles.

El análisis de la rentabilidad del capital invertido se ve influenciado por:

- A. El espaciamiento de pozos.
- B. Cantidad y calidad del petróleo.
- C. El destino del petróleo: para ventas directas, internas, para centros manufactureros propios, o para ventas externas.
- D. Para la mezcla con otros petróleos y obtener petróleos reconstituídos que tengan mayor aceptación en el mercado.
- E. El costo de las obras civiles, plantas, y equipos para la explotación de las diferentes áreas.
- F. Los costos de operaciones de las áreas.

### 1.1.3. Refinación

El análisis económico puede utilizarse para:

- A. Decidir sobre invertir o no en las facilidades de refinación para incrementar la cantidad de productos manufacturados que la empresa ofrezca a los compradores.
- B. Para cumplir requisitos contractuales de abastecimiento y suministros.

La probable rentabilidad del capital invertido en este caso se ve influenciada por:

- a. El valor del crudo entregado a la refinería.
- b. El volumen de productos refinados que pudieran obtenerse o venderse.
- c. El valor de venta de los productos que se produzcan o pudieran producirse.
- d. El valor de las obras civiles, planta y equipos de la refinería.
- e. Los costos de operación de la refinería, los cuales estarían directamente influenciados por la capacidad de la misma.

#### 1.1.4. Transporte

Son necesarios estudios a fondo en sus diferentes fases para determinar la rentabilidad y poder escoger el mejor medio de transporte que debe utilizarse para el petróleo. Los más utilizados son: oleoducto, gabarra, ferrocarril, camión y tanquero. El primero y el último son los más comunes.

#### A. OLEODUCTOS Y GASODUCTOS

La rentabilidad en un Oleoducto o un Gasoducto se ve influenciada por:

- a. La capacidad y longitud de la tubería e instalaciones complementarias.
- b. Condiciones topográficas del terreno.
- c. El número de años que pudiera durar la fuente de abastecimiento.
- d. La calidad del petróleo transportado.
- e. Las tarifas que la empresa pudiera cobrar por este servicio de transporte a otra compañía, en caso de que la capacidad del oleoducto no esté funcionando al 100%.
- f. Los costos operacionales de los equipos y su mantenimiento.

#### B. TANQUERO

La probable rentabilidad del capital invertido está influenciada por:

- a. La cantidad y valor del petróleo o productos manufacturados que transporte.
- b. La capacidad individual del tanquero, velocidad y rutas de navegación.

- c. Los costos de entrada y salida de puertos.
- d. Los costos generales de operación.
- e. La comparación del costo de transporte por tanquero pro  
pio o alquilado.

#### 1.1.5. Ventas

La necesidad de mantener o de incrementar el nivel de ventas dentro del mercado actual o de abrir otros nuevos puede ser analizado por un ejecutivo de ventas.

La probable productividad de la inversión se ve influenciada por:

- A. El costo de los productos.
- B. El valor de venta de los mismos.
- C. Volúmenes y tasas de ventas por los diferentes productos.
- D. El costo de almacenaje, transporte y distribución de los productos.

### 1.2. LA EMPRESA ESTATAL <sup>(5)</sup>

#### 1.2.1. Origen

Desde sus inicios y hasta fines del siglo pa

sado, el desarrollo de la industria petrolera estuvo a car  
go de compañías privadas relativamente pequeñas, situación  
que subsistió hasta el nacimiento de la Standard Oil Compa  
ny por el año de 1870, compañía que fue asumiendo paulati  
namente un creciente control en toda la actividad de la in  
dustria, hasta que una resolución de la Suprema Corte de  
los Estados Unidos determinó su división en 33 compañías -  
de las cuales tres adquirieron relevancia, con estructuras  
de integración vertical, que sirvieron de modelo a las de  
más grandes entidades y sus subsidiarias.

Después de la segunda guerra, nuevas compañías entra  
ron al área internacional del quehacer petrolero y en es  
te mismo período nacieron y se afianzaron empresas petro  
leras estatales, preferentemente en América Latina, desti  
nadas a administrar internamente las actividades petrole  
ras en los respectivos países. Un poco después comenzaron  
a aparecer empresas estatales en los países de elevada pro  
ducción que, no obstante un modesto desarrollo inicial, se  
están preparando para asumir o están asumiendo ya, un rol  
fundamental con miras a captar los derechos o concesiones  
revertibles al término de las concesiones actuales. En al  
gunos casos en que ciertos países han optado, últimamente

por la nacionalización parcial o total, esas compañías van adquiriendo plena relevancia internacional (Indonesia, Argelia, Irak, Libia, etc.)

### 1.2.2. Situación actual de la Empresa Estatal

Actualmente la Empresa Estatal tiene un campo de actividades muy amplio y cada vez se preocupa más por controlar la participación nacional en las utilidades de la industria petrolera. Como resultado de esta reacción primero se aumentaron las regalías, se actuó sobre los de rechos arancelarios, se fueron creando regímenes impositi vos y crecieron poco a poco las tasas tributarias. Finalmente han intervenido cada vez más en la regulación de los precios de refinación. Todo esto ha permitido a los países ir conociendo en mejor forma el negocio petrolero, los costos reales, la equidad de las formas de cálculo de la depreciación, etc.

La última modalidad que se está abriendo cam ino consiste en el reemplazo del régimen de concesiones por el de contratos de servicios, que aparte del evidente beneficio que este cambio implica, aseguran un control más estricto de las operaciones, tanto técnicas como conta bles y financieras.

Por otro lado los países consumidores están buscando negociar mejores condiciones de compra, regulando las importaciones, controlando el régimen cambiario, escogiendo mejor sus fuentes y lugares de abastecimientos; negociando descuentos y condiciones de pago, interviniendo en los medios de transporte y aún suelen subordinar las adquisiciones a la compra o trueque de bienes o materias primas de su propia producción.

Con el ejemplo inicial de Italia y Francia, se van organizando nuevas empresas petroleras estatales que actúan fuera de su propio territorio y se aseguran mercados de crudo para su consumo nacional. Recientemente Brasil está incursionando en este campo y también Chile espera aprovechar su experiencia en similares intentos, a través de su empresa estatal petrolera monolítica.

Finalmente es un hecho nuevo que las empresas petroleras estatales cada día con mayor facilidad, se asocian para compartir su experiencia para formar especialistas, para cubrir los mercados, etc. En este campo ARPEL, Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana, es un ejemplo reconfortante de cooperación entre empresas es-

tatales Latinoamericanas, las cuales, comprendiendo el interés nacional y a veces con indiscutible empeño se adhieren a una colaboración que solo puede dar buenos frutos.

La experiencia obliga a los países productores a no entregar sus riquezas no renovables a la explotación del capital privado, casi siempre de origen foráneo y por ende monopolista o semi-monopolista, por lo que cada día con mas ahinco las empresas nacionales estatales activan la exploración de nuevas reservas, planificando de acuerdo con sus necesidades presentes y futuras y, aunque todavía los capitales privados no están muy a la mano para la utilización de créditos por la industria petrolera estatal y que tampoco ha sido muy entusiasta la cooperación de los grandes organismos internacionales, ya se nota una saludable reacción en lo que respecta a financiamiento de instalaciones de refinación y transporte.

El Estado particularmente en el caso Latinoamericano, está presente cada día mas en las actividades relacionadas con la industria petrolera, regulando la actividad desde un punto de vista nacional; interviniendo en la fijación de precios de referencia, tanto de crudos como de productos; adecuando la actividad en el campo de los hi-

drocarburos dentro de los marcos de planificación nacional; financiando por lo menos la puesta en marcha de las empresas petroleras estatales; regulando sus obligaciones, otorgando sus fondos para préstamos de inversión y desarrollo, etc. etc.

### 1.2.3. Empresas Estatales Latinoamericanas

En América Latina han ido naciendo una a una empresas estatales que asumieron con mayor o menor extensión la actividad petrolera nacional, a continuación se mencionan a cada una de ellas en forma breve.

#### - YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES (YPF) - ARGENTINA.

En el año 1923 se encomienda el desarrollo de la industria petrolera argentina a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF, ente que a pesar de la inicial estrechez de recursos financieros, ha logrado cimentar su acción con miras a una autosuficiencia que ya prácticamente ha alcanzado.

#### - ADMINISTRACION NACIONAL DE COMBUSTIBLES, ALCOHOL Y PORTLAND (ANCAP) - URUGUAY.

En el año 1931 la Administración Nacional de Combustibles,

Alcohol y Portland, ANCAP de Uruguay, recibe el monopolio de la refinación e importación de combustibles. ANCAP se enfrenta ahora a la indispensable ampliación de sus instalaciones de refinación y a la etapa de perforación exploratoria de la plataforma submarina.

- EMPRESA PETROLERA FISCAL DEL PERU (PETROPERU) - PERU

La Empresa Petrolera Fiscal del Perú que data de 1934, asumió mayor amplitud de operaciones al hacerse cargo de los negocios de la IPC (Int. Pet. Co.), pasando a desempeñar bajo su nueva denominación de Petróleos del Perú o PETROPERU, una acción decisiva que está siendo coronada por importantes descubrimientos en áreas nuevas.

- YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB) - BOLIVIA.

Bolivia crea en 1936 Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB, que a través de varias alternativas - que se inician con la incautación de los campos de Camiri en 1937 y la captación de los negocios de la Gulf Boliviana en 1969, ha adquirido el control de la industria nacional.

- PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX) - MEXICO

Desde 1938 Petróleos Mexicanos, PEMEX, ejerce el monopolio absoluto del negocio petrolero en México, y ha llevado al país a la autosuficiencia al mismo tiempo que impulsa con éxito la industria petroquímica y empresas de suministro.

- EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL) - COLOMBIA.

Creado en 1958 con la finalidad primordial de hacerse cargo de la Concesión de Mares, cuyos yacimientos se consideraban casi agorados, la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, llevó rápidamente tanto su producción - como sus reservas. La nueva Legislación petrolera vigente solo permite participación privada mediante asociación mixta con ECOPETROL.

- EMPRESA NACIONAL DE PETROLEO (ENAP) - CHILE

En Chile nace en 1950 la Empresa Nacional de Petróleo, ENAP, encargada de ejercer los derechos que corresponden - al Estado Chileno en la exploración, explotación, refinación del gas natural.

- SOCIEDAD DE PETROLEO BRASILEIRO (PETROBRAS) - BRASIL

La Sociedad de Petróleo Brasileiro, PETROBRAS, es creada

en 1953 para asumir el monopolio de la explotación y refinación del petróleo en Brasil, habiendo solidificado - su estructura y elevado la producción interna en forma - auspiciosa, al mismo tiempo que impulsaba nuevas industrias en el campo de la Petroquímica y muy en especial - en el de la fabricación y suministro de equipos para la industria petrolera.

- CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO (C.V.P.) - VENEZUELA

El año 1960 nace en Venezuela la Corporación Venezolana del Petróleo, CVP, con la finalidad de atender el mercado interno, formar especialistas y desarrollar actividades de exploración y explotación. De hecho se trata de una empresa que partiendo de la nada y actuando paralelamente al sector privado, ha posibilitado la realización de medidas de tanta trascendencia como la reversión de concesiones y el monopolio del gas.

- CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE) - ECUADOR.

Para terminar este ligera síntesis hay que resaltar que por Decreto del Gobierno en Junio de 1972 fue creada la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, que luego de un proceso de organización ha entrado a trabajar -

decididamente en las diferentes fases de la Industria Petrolera.

CEPE comenzó a construir el sitio "La Propicia" (Esmeraldas) una Refinería con una capacidad de procesamiento de 50.000 Barriles por día calendario, siendo esta obra la de mayor envergadura que tiene actualmente bajo su responsabilidad. Al entrar en operación la Refinería Estatal, se abastecerá totalmente las necesidades de consumo nacional de derivados, y como consecuencia terminará el egreso de divisas que por importaciones soporta el Estado.

Otro paso fundamental de CEPE ha sido la adquisición del 25% de las acciones del Consorcio Texaco - Gulf, logrando de esta manera un mejor control de las operaciones que realizan en el país las compañías petroleras extranjeras.

#### 1.2.4. Razón de Ser y Justificación de la Empresa Petrolera Estatal, Ventajas, inconvenientes y Críticas.

La Empresa petrolera estatal es creada como un medio de asegurar a los respectivos países el mejor aprovechamiento de sus recursos naturales, proporcionar un adecuado abastecimiento de combustibles y productos derivados.

dos, una suficiente producción de materia prima para la industria petroquímica, etc., con miras a obtener del sector petrolero el mayor beneficio para las economías nacionales. Tiene por lo tanto un vastísimo campo de actividades que debe orientarse muy directamente hacia la aceleración del desarrollo económico, en beneficio común. Es por esta razón que la empresa estatal debe ejercer siempre una función de orientación, encaminando la acción común hacia los altos objetivos nacionales, naturalmente, dentro del orden de prioridades que exige la planificación del desarrollo e conómico.

Es un hecho que la actividad de las empresas estatales y en especial de las petroleras, es observada con particular atención desde todos los ángulos y es objeto de estudio, crítica o encomio, tanto dentro de los respectivos países como desde el conglomerado mundial. Todavía se for maban las primeras empresas estatales y ya existían espec tación y dudas hacia su realidad operativa, hacia la posi bilidad del logro de sus objetivos y, sobretodo, por los peligros que su accionar involucra para la empresa privada.

Su eficiencia y su avance hacia el logro de sus ob jetivos es considerada y puesta constantemente en compa ra ción con la empresa privada; sin embargo, el número de las

empresas estatales, su importancia y capacidad técnica, con tinúan creciendo y mejorando permanentemente aún mas allá del elevado auge que han experimentado en los últimos años.

Es también cierto que con el correr de los años el sector privado de la economía ha ido modificando paulatinamente su actitud frente a la empresa petrolera estatal. Ello se debe a que hoy ya no se puede negar su necesidad su existencia, su capacidad, ni mucho menos el beneficio nacional que es siempre la última meta de su actividad. Cada día el interés particular cede más en beneficio del interés nacional en el manejo de las empresas y en la toma de decisiones y, por otra parte solo en la medida en que vaya adaptándose a las elevadas normas que deben regir las economías nacionales y la actividad industrial y comercial de los pueblos. La empresa estatal se irá haciendo acreedora a un mayor y bien ganado prestigio. Los altos ejecutivos a cargo del manejo de las empresas petroleras estatales co nocen por cierto, aún mejor que los que están fuera de ellas, cuales son sus puntos débiles, cuales los peligros y cuales los errores en que pueden incurrir y no ignoran que a cada una compete ejecutar, debe mirarse por el más alto nivel de eficiencia posible de alcanzar, como único medio para lograr los ideales y metas que se fijaron en el ini-

cio de sus actividades. Esos ejecutivos mirando solo el interés del país y el bienestar de sus habitantes deben responder a la confianza que la nación y sus gobernantes depositaron en ellos al entregarles su manejo.

### 1.3. LA COMPANIA INDEPENDIENTE<sup>(1,2)</sup>

El operador independiente juega un papel importante y único en la industria petrolera. Su estado financiero es usualmente una buena indicación de la condición de la industria en general. Esto es comprensible, desde que perfora y opera un gran número de concesiones. En virtud de esta situación y debido a su flexibilidad en el estado financiero, puede realizar muchas funciones que son improductivas para la Empresa petrolera Integrada.

Los operadores independientes son principalmente contratistas de perforación, aunque también existen muchas compañías independientes que se dedican a labores de cimentación, registros eléctricos, etc.

El negocio de estas compañías independientes se ha mantenido debido a que la experiencia ha mostrado que tienen gastos menores en comparación con una Empresa petrolera integrada, lo que trae como consecuencia lógica que los trabaja

jos que realizan sean efectuados a un costo menor. Otra ventaja que tienen las compañías independientes es que a menudo realizan trabajos en una misma área para varios operadores, lo que reduce los gastos de movilización y transporte que son muy significativos en el costo total de una obra.

Contrariamente a las Empresas Petroleras Integradas - las Independientes operan con capital prestado, razón por la cual no se interesan por realizar trabajos en los cuales el cobro sea a largo plazo, pues inmediatamente tienen que pagar dividendos por concepto de intereses.

En general se puede decir que las Compañías Independientes son un aporte efectivo para lograr un acelerado desarrollo de las actividades petroleras.

## C A P I T U L O    2

### LEYES TRIBUTARIAS QUE RIGEN LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL ECUADOR

*La Legislación Tributaria sobre la actividad petrolera en el Ecuador se fue conformando en los primeros años del presente siglo en forma paralela con el otorgamiento de las primeras concesiones hidrocarburíferas en la península de Santa Elena de la Costa Ecuatoriana. Desde esa época la Legislación Tributaria ha evolucionado de acuerdo a las condiciones cambiantes de la política del Estado, que cada vez ha procurado obtener un mayor predominio sobre la riqueza de los hidrocarburos.*

*Con el descubrimiento del petróleo en la región del Nororiente Ecuatoriano en Junio de 1967, comienza la nueva era del petróleo en el Ecuador y desde aquel entonces, numerosas compañías se dedican a explorar nuevas áreas, sujetas a determinadas condiciones legales y tributarias consideradas en cada uno de sus respectivos contratos.*

*En el presente capítulo se van a analizar en forma general las diferentes disposiciones tributarias que gravan el desarrollo de las actividades petroleras en el Ecuador.*

## 2.1. IMPUESTO SOBRE LA RENTA <sup>(6,7)</sup>

- a. "Las empresas constituídas en el Ecuador pagarán el 30% (treinta por ciento) de Impuesto a la Renta sobre las utilidades sociales distribuidas.

Las empresas constituídas en el exterior, pagarán sobre las utilidades que obtengan en el país la tarifa del cuarenta por ciento (40%) del impuesto a la renta". (Art. 65 L.I. R. Codificada R.O. 305 IX-8-71).

- b. "Igualmente, las Empresas pagarán un impuesto adicional del once por ciento (11%), calculado sobre el valor del impuesto a la renta causado". (Art. 71 L.I.R. Codificada R. O. 305 IX-8-71).

- c. "Las empresas localizadas en las Provincias del Guayas y Manabí, de las utilidades que obtenga, pagarán el impuesto adicional del ocho por ciento (8%) sobre el valor del Impuesto a la Renta causado, para el financiamiento de la Comisión de Tránsito del Guayas y del Centro de Rehabilitación de Manabí". (Art. 70 y 72 L.I.R. Codificada R.O. 305 IX-8-71).

"Para efectos de establecer la utilidad de las empre-

sas petroleras, se considerarán como gastos en el respectivo ejercicio anual, todos los costos de la perforación de pozos que resultaren improductivos, así como los saldos de los costos de la Tubería de revestimiento, aún no amortizados por improductividad del pozo. En aquellos que resultaren productivos serán deducibles en el correspondiente ejercicio anual, los costos que, en general, se considera como tales en la ley de Impuesto a la Renta, para la determinación de las utilidades líquidas en la actividad industrial. Pero los costos referentes a tubería de revestimiento se acumularán en una cuenta especial, la misma que se amortizará a razón del 10 por ciento anual, y el saldo de la cuenta se amortizará en forma proporcional durante los últimos tres años de la concesión. Con objeto de realizar el debido control sobre la productividad o improductividad de los pozos, las empresas en referencia deberán llevar un inventario completo de los mismos, con las especificaciones que señala el Reglamento de Aplicación del Impuesto a la Renta". (Art. 69 L. I.R. Codificada R.O. 305 IX-8-71).

- d. "En el caso de que una empresa petrolera obtuviera una renta generada por primas, porcentajes u otra

clase de participaciones establecidas por cesiones o transferencias de concesiones mineras o hidrocarburi<sup>l</sup>feras, pagará un impuesto único y definitivo del 36% sobre esta clase de renta. En la determinación y pago de este impuesto no se considerarán deducciones, exoneraciones, ni tales ingresos formarán parte de la renta global. Las empresas cesionarias serán los agentes de retención del impuesto y por lo mismo solidariamente responsables con los sujetos de la obligación tributaria. (D.S. N° 602-29-V-1973 - R.O. N° 319 4-VI-1973).

## 2.2. REGALIAS<sup>(6,7)</sup>

"El Estado recibirá mensualmente una Regalía no inferior al doce y medio por ciento (12.5%) sobre la producción bruta de petróleo crudo, medida en los tanques de almacenamiento de los centros de recolección, después de separar el agua y materias extrañas, cuando la producción promedial del mes respectivo no llegue a treinta mil barriles diarios. La Regalía se elevará a un mínimo de catorce por ciento (14%) cuando la producción promedial en el mes, sea de treinta mil o más y no llegue a sesenta mil barriles diarios; y subirá a un mínimo de dieciseis por ciento (16%), cuando la producción promedial en el mes sea de sesenta mil o más barriles por día.

Los porcentajes de regalías antes mencionados se aplicarán a la producción conjunta de cada empresa y de sus filiales, subsidiarias y asociadas, así como a consorcios de empresas y sociedades de hecho.

"Por el gas de los yacimientos de gas libre y por los productos que de él se obtengan, se pagará mensualmente una Regalía mínima de dieciseis por ciento (16%)". (Art. 46. L.H. - R.). 322 X-I-71).

"Las Regalías podrán ser cobradas, a elección del Ministerio del Ramo, en especie o en dinero, o parte en especie y parte en dinero". (Art. 47 L.H. R.O. 322 X-I-71).

"En caso de que el Ministerio del Ramo decidiera percibir la Regalía en dinero, del precio de Referencia se descontarán los gastos de transporte, los gravámenes y las tasas - que afecten directamente a la exportación y sobre esta nueva base se aplicará el porcentaje de Regalía correspondiente". - (Art. 49 L.H. - R.O. 322 X-I-71).

### 2.3. IMPUESTOS VARIOS (6,7)

Otros impuestos tasas y contribuciones que las compañías petroleras deben pagar al Estado Ecuatoriano son las siguientes:

### 2.3.1. Primas de Entrada

"Como Prima de Entrada para la exploración de hidrocarburos, el Estado percibirá, dentro de los treinta días siguientes a la fecha de inscripción del Contrato respectivo en el Registro de Hidrocarburos, una cantidad mínima de cinuenta sucres por hectárea". (Art. 42 - L.H. - R.O. 322-X-I-71)

"Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del Período de Explotación, el Estado recibirá por concepto de Prima de Entrada, no menos de ciento cincuenta sucres por hectárea de la superficie retenida por la compañía para tal período". (Art. 44 L.H. - R.O. 322 X-I-71).

### 2.3.2. Derechos Superficiaarios

"Durante el período de exploración, el Estado recibirá un Derecho Superficial no menor de diez sucres por hectárea y por año. El pago se hará por todo el año dentro del mes de enero. En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos". (Art. 43 L.H. - R.O. 322-X-I-1971).

Durante el período de explotación, el Estado -

percibirá, por hectárea y por año, un Derecho Superficial no menor de cincuenta sucres en los primeros cinco años y de cien sucres a partir del sexto año". (Art. 45 L.H. - R.O 322 - X-I-71).

### 2.3.3. Utilización de Aguas y Materiales Naturales de Construcción.

"Por concepto de la utilización, para los fines del contrato, de las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, los contratistas o asociados pagarán anticipadamente, dentro de los treinta primeros días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, la cantidad mínima de doscientos mil sucres durante el período de exploración y la cantidad mínima de quinientos mil sucres durante el período de explotación. El en caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos". (Art. 50 L.H. R.O. 322 X-I-71).

### 2.3.4. Obras de Compensación

"Todo Contrato deberá establecer la obligación de efectuar, al entrar al período de explotación, como com

pensación, obras según los planes del Gobierno, por un determinado valor, de acuerdo con el tamaño del área contratada y de su proximidad a yacimientos descubiertos. En ningún caso, esta aportación será inferior a doscientos sucres por hectárea del área reservada, y se la invertirá en un plazo no mayor de cinco años". (Art. 51 L.H. - R.O. 322-X-I-71).

#### 2.3.5. Contribución para la Educación

"Las compañías deben aportar los fondos que se fijan en los respectivos contratos como contribución para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el país o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será por lo menos de veinte centavos de sucre por cada barril de petróleo producido, sin perjuicio de lo que se estipulare para el período de exploración. Estos fondos serán administrados por el Instituto de Crédito Educativo". (Art. 29 lt. j L.H. - R.O. 322 X-I-71).

#### 2.3.6. Participación en la tarifa de transporte de Oleoductos y Gasoductos

"El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos fijará las tarifas de transporte de hidrocarburos por O-

leoductos o por gasoductos principales, las que deberán comprender los siguientes elementos:

- a. Cuota de amortización del capital invertido;
- b. Gastos de Operación y de mantenimiento;
- c. Utilidad razonable; y
- d. Una participación del Estado, que será de un porcentaje no inferior al cinco por ciento del valor de la tarifa.

Una vez amortizado un oleoducto o gasoducto el Estado percibirá la diferencia entre la tarifa y los gastos de operación y mantenimiento". (Art. 59 L.H. - R.O. 322-X-I-71).

### 2.3.7. Diferencial Cambiario

"Las compañías exportadoras entregarán al Banco Central del Ecuador el valor total de las exportaciones de petróleo. Tales entregas constituirán para el Banco Central - compra de divisas al tipo oficial de compra de S/. 24.75 por cada dólar de los Estados Unidos de Norte América y entregará a las compañías, dólares al tipo oficial de venta de S/. 25,25 para cubrir los siguientes valores:

- Amortización de inversiones autorizadas por el Estado;
- Servicio de amortización e intereses de préstamos contratados en moneda extranjera, registrados en el Banco Central del Ecuador;
- Utilidad líquida, después de las deducciones de la participación laboral y de los impuestos sobre la renta; y
- Valores destinados al pago de servicios contratados en moneda extranjera y a la adquisición en el exterior, de los bienes que sean necesarios para el mantenimiento de los pozos de explotación, de sus instalaciones y de los oleoductos en operación.

Las compañías petroleras, por los dólares que de acuerdo a la Ley les corresponden de la exportación petrolera, pagarán al Banco Central del Ecuador la tasa de servicio por la compra-venta de divisas de 0.50 sucres por cada dólar". (R.J.M. N° 623 21-VI-72 y D.S. 185 24-II-73 R.O. 260 III-8-73).

#### 2.3.8. Inspección del Banco Central

"Las compañías exportadoras de petróleo pagarán S/. 0.05 por cada barril de petróleo exportado por concepto de una tasa de inspección que realiza el Banco Central del Ecuador en las operaciones de las compañías". (R.J.M. VIII -

1972 y comunicado al Banco Central del Ecuador por Of. N° 026040 VIII-29-1972).

#### 2.3.9. Impuesto a la exportación

"Por la exportación de cada barril de crudo las empresas pagarán el quince por ciento (15%) sobre el valor - del precio de referencia vigente a la fecha de realizada la exportación". (D.S. N° 1740 22-XI-1971- R.O. N° 359 26-XI-1971)

#### 2.3.11. Reinversión de Utilidades

"Las compañías petroleras están obligadas a invertir un mínimo de diez por ciento de sus utilidades netas, según los balances anuales de otras industrias de hidrocarburos en el país. Esta inversión, que deberá cumplirse en plazos máximos de cinco años podrá también efectuarse en la forma de adquisición de bonos del Estado o papeles fiduciarios, o en la suscripción de acciones que signifiquen aumentos de capital en empresas nacionales o de economía mixta, que sean a juicio del Ministerio del Ramo, de interés para el desarrollo económico del país". (Art. 29 lit. o - L.H. R.O 322 X-I-71).

### 2.3.12. Participación de CEPE.

"A más de las participaciones antes señaladas el Estado recibirá en favor de CEPE, un porcentaje de la producción, cuando las compañías petroleras operen en el país sujetas a contratos de Prestación de Servicios o de Asociación". (Bases expedidas en D.S. N° 315 27-III-1973 R.O. N° 280 - 5-IV-1973 y D.S. N° 316 - 27-III-1973 - R.O. N° 281 6-IV-1973, respectivamente).

### 2.3.13. Exoneración de Impuestos en las Operaciones Directas de Exploración y Explotación por parte de CEPE.

"La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana no estará obligada a satisfacer los ingresos estatales señalado en la Ley de Hidrocarburos, cuando realice por su exclusiva cuenta la exploración de yacimientos de hidrocarburos. Tampoco estará obligada al pago del impuesto a la renta en el porcentaje de utilidades que le corresponda en los contratos de asociación y prestación de servicios que celebre o en las compañías de economía mixta que integre. Las otras partes o los otros socios no gozarán de esta exención". (Art. 18 Ley Constitutiva de CEPE D.S. 5522 - 23-VI-72; R.O. 26-VI-72).

#### 2.4. PROCEDIMIENTO DE CALCULO DE LOS INGRESOS ESTATALES

Considerando el precio de referencia vigente para un barril de petróleo de 28°API, a continuación se describe el procedimiento de cálculo para la determinación de los ingresos estatales por concepto de regalías, impuesto a la exportación, utilidades de los trabajadores, impuesto a la renta y otras participaciones estatales.

Para obtener los valores de los ingresos estatales por barril exportado, es necesario conocer previamente el costo de producción de campo y la tarifa de transporte por Oleoducto. Hasta el momento no ha sido posible determinar el costo real de producción debido a que el valor del costo indirecto formado por amortizaciones y depreciaciones aplicable a cada compañía productora, sólo será conocido cuando se disponga de los resultados del cálculo de reservas, de la auditoría de las inversiones realizadas, y de los volúmenes diarios de producción que las empresas estén autorizadas a explotar.

Para el caso del Consorcio de empresas Texaco-Gulf, que se encuentra en el inicio de la fase de explotación en el Oriente Ecuatoriano y hasta que en forma definitiva el Gobierno haya completado el estudio de sus inversiones de cam-

po, desde su primera exportación se le ha reconocido provisionalmente un costo presuntivo de producción de US\$ 0.45, por barril y una tarifa de transporte por el Oleoducto Transecuatoriano Lago Agrio-Balao de US\$ 0.24 por barril, en la cual se incluye la participación estatal de US\$ 0,014, el costo de operación estimado en US\$ 0.06 y la amortización del Oleoducto estimado en US\$ 0.166. La tarifa de transporte por el oleoducto establecida corresponde a un volumen de transporte de 250.000 barriles diarios y permitirá amortizar la obra aproximadamente en 9 años, pero si el volumen de transporte fuera menor, el costo de operación del oleoducto será más elevado y por consiguiente el tiempo de amortización será prolongado.

Con estas aclaraciones sobre los costos y en base a las disposiciones legales tributarias puntualizadas anteriormente, el procedimiento de cálculo de los ingresos estatales - provenientes del pago de las empresas petroleras sujetas a un Contrato de Concesión para la exploración y explotación - es el siguiente:

Precio de Referencia para un petróleo de 28°API USA \$ 13.70

Menos:

Costo de Producción USA\$ 0.450

Costo de Transporte (Oleoducto) USA\$ 0.240

15% Impuesto a la Exportación  
(0.15 x 13.70) USA\$ 2.055

16% de Regalías  
0.16 [13.70 - (0.24 + 2.055)] USA\$ 1.825

Total Costos USA\$ 4.570

Utilidad Bruta Nominal USA\$ 9.130

Menos:

15% Utilidades para Trabajadores  
(0.15 x 9.130) USA\$ 1.370

Base Imponible para el cálculo del  
Impuesto sobre la Renta USA\$ 7.760

Menos:

40% Impuesto sobre la Renta  
(0.40 x 7.760) USA\$ 3.104

11% Impuesto adicional sobre el Impuesto  
a la Renta causado (0.11 x 3.104) USA\$ 0.341

A más de los ingresos estatales obtenidos con este procedimiento de cálculo para cada barril de petróleo exportado, dentro del costo de producción presuntivo de US\$ 0.45, se encuentran

incluidos otros ingresos estatales de menor significación - como son: los derechos superficiarios, utilización de aguas y materiales naturales de construcción, contribución a la educación, diferencial cambiario, etc.; y, que en conjunto, mas la participación del Estado en la tarifa del transporte por el oleoducto USA\$ 0.014, representan un valor aproximado de USA\$ 0.065 por barril, que relativamente pueden variar en función de los volúmenes de producción y de los precios de referencia.

La participación total del Estado, en las actividades de producción y exportación por cada barril de crudo de 28° API, cuando el precio de referencia sea de USA\$ 13.70 es la siguiente:

<u>CONCEPTO</u>	<u>VALOR</u> USA \$
Impuesto a la Exportación	2.055
Regalías	1.825
Utilidades para los trabajadores	1.370
Impuesto sobre la Renta	3.104
Impuesto adicional a la Renta	0.341
Participación en la tarifa de transporte por el Oleoducto.	0.014
Contribución a la Educación	0.008

<u>CONCEPTO</u>	<u>VALOR</u> USA \$
Diferencial Cambiario	0.274
Inspección del Banco Central	0.002
Otros	<u>0.212</u>
<b>Total participación Estatal</b>	<b>9.205</b>

El valor de otros (USA\$ 0.212) se incluyen los valores recaudados por concepto de diferentes impuestos, tasas, timbres, utilización de aguas y materiales naturales para la construcción, primas de entrada y mas contribuciones que gravan a la actividad del transporte marítimo del petróleo.

En conclusión la participación estatal por la exportación de cada barril de petróleo de 28°API representa el - 67.18% del precio de referencia fijado (USA\$ 13.70).

## 2.5. PRECIOS DEL PETROLEO

A continuación definiremos los conceptos de varios precios del petróleo que todo analista debe conocer.

Precio de Cotización: Es el precio que la compañía vendedora aspira por él, y que propone a la compañía compradora.

Precio de realización: Es el precio verdadero de venta

y refleja cualquier porcentaje de descuento que la compañía vendedora haya ofrecido. Este precio es el que ha de producir el flujo de capital y determinará la rentabilidad de cualquier proyecto de explotación de un campo petrolífero.

Precio de Referencia: Para la determinación del precio de referencia del petróleo, se toma en consideración la calidad y especificaciones de los petróleos, la situación en la industria petrolera ecuatoriana, las condiciones del mercado mundial, los precios de referencia vigentes en otros países exportadores, los costos de transporte provenientes de la situación geográfica del Ecuador en relación con otros países productores y con los países consumidores; además de otros factores que se consideren pertinentes.

Los precios de referencia pueden ser descritos con las empresas productoras, con el fin de analizarlos y revisarlos, cada vez que nuevas condiciones que afecten a los factores mencionados anteriormente, lo hagan necesario o lo justifiquen.

En base a las condiciones anteriores que norman la fijación del precio de referencia, el Estado Ecuatoriano dispone en materia petrolera, de un instrumento que le permite controlar permanentemente los precios reales de venta que por efecto de múltiples factores bien conocidos son de difícil compro

bación. Además, con la aplicación de este sistema de precios de referencia, el Estado puede regular o ajustar la tributación de acuerdo a las condiciones cambiantes del mercado internacional.

Desde el inicio de la exportación de petróleo del Oriente ecuatoriano el Gobierno estableció la primera escala de precios de referencia, aplicable a las distintas gravedades y contenido de azufre que caracterizan al petróleo ecuatoriano. Hasta la presente fecha se han realizado algunas variaciones del precio de referencia original y todas ellas, el Estado ha conseguido una mayor participación.

Actualmente el precio de referencia para un crudo de 28°API es de USA\$ 13.70 y es indudable que este valor variará de acuerdo a las condiciones del mercado y a la constante inflación que afecta a todos los países del mundo.

# CAPITULO 3

## FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE ECONOMIA PETROLERA<sup>(1,2,10,11,12)</sup>

Explicaremos en la forma más sencilla y generalizada ciertos conceptos y rubros que deben estar siempre claros y presentes en la mente del Ingeniero Analista.

### 3.1. INVERSION DE CAPITAL

Toda empresa para operar un campo tiene que realizar una serie de inversiones que harán posible la producción del campo, a esto se llama inversión de capital. La inversión de capital más común puede realizarse en los siguientes rubros:

- A. Terrenos
- B. Edificios
- C. Plantas y equipos de producción
- D. Oleoductos
- E. Refinerías
- F. Transporte

### 3.2. GASTOS DE CAPITAL

La producción de petróleo y/o gas origina una serie de desembolsos de capital que la empresa debe hacer efectivo.

Estos desembolsos de capital requeridos por las operaciones de producción se llaman Gastos de Capital, y pueden dividirse en Sobrecostos Administrativos y Costos de Producción.

### 3.2.1. Sobrecostos Administrativos

Uno de los conceptos que más influye en la determinación de la ganancia neta de la empresa es el Sobrecosto Administrativo. Los diferentes gastos ocasionados a la empresa por unidades, departamentos o grupos de servicios - dentro de la misma empresa, son los principales originadores del sobrecosto administrativo. En otras palabras, aquellas funciones de servicio tales como contabilidad, normas y procedimientos, seguridad industrial, relaciones industriales, entrenamiento, etc. que en sí no realizan una labor directamente involucrada con la producción, pero que son necesarios para el funcionamiento de la empresa, son las que originan el sobrecosto administrativo. Este rubro es generalmente determinado por la estructura, organización y administración de la empresa y el monto recopilable de la información contable.

En este sobrecosto puede incluirse:

- a. Sueldos y salarios, bonificaciones, prestaciones del personal de las funciones de servicio antedichos.
- b. Alquiler de edificios y oficinas.
- c. Mantenimiento de oficinas.
- d. Gastos de representación, relaciones públicas, etc.
- e. Mantenimiento y reparación de vehículos.
- f. Impuestos regionales y municipales.
- g. Ayudas a instituciones benéficas.
- h. Otros desembolsos de capital tales como sueldos de profesionales contratados, estudios, investigación científica y aplicada, entrenamiento para estudiantes, etc.

Siendo el sobrecosto administrativo un renglón apreciable en el análisis económico de proyectos, su cuantificación debe obtenerse de ese control contable. Por razones operacionales el sobrecosto no es fijo, sino que puede cambiar año a año según el ritmo y exigencia de las metas de la empresa.

### 3.2.2. Costos de Operación

La determinación del costo de operación es una

de las tareas más importantes y al mismo tiempo más laboriosas para el análisis económico de cualquier proyecto, y precisa la determinación de renglones importantes como son: Límite económico de la producción del campo, impuesto sobre la renta; valor del petróleo en la boca del pozo, en puerta de refinería, en terminal marino, o entregado en otros sitios dentro o fuera del país.

Para llegar a las cifras que interesan se debe comenzar a recopilar una gran cantidad de información; a continuación se darán los datos necesarios para finalmente obtener el costo de operación:

- a. Sueldos y salarios del personal involucrado directamente con el funcionamiento del campo (Personal técnico).
- b. Costo de transporte del personal, comunicaciones,áticos, horas extras, reparaciones y mantenimiento de vehículos asignados al campo.
- c. Combustibles y lubricantes de los motores en el campo.
- d. Transporte y acarreo de cargas, fletes, etc. de suministros al campo.

- e. *Materiales y suministros para el campo.*
- f. *Reparación y mantenimiento, incluye reparaciones pozos, motores, balancines, pintura, etc.*
- g. *Derechos de paso. Esto es lo que se le paga al dueño de los terrenos por donde se pasan las líneas de flujo y donde están las estaciones.*
- h. *Equipo e implementos de seguridad. Incluye guantes, zapatos, cascos, lentes, etc.*
- i. *Gastos varios ocasionados en el campo.*

### 3.3. TANGIBLES

Todo equipo que tiene posibilidad de utilización después de prestar el máximo servicio requerido y puede venderse aunque sea por una pequeña parte de su precio original luego que ha cumplido la misión para la cual fue comprado, se cataloga como equipo tangible.

Varios de los tangibles de la industria petrolera son de:

#### A. Perforación

Según el concepto que prevalezca en la empresa el revestidor de producción puede considerarse como tangible has-

ta un determinado porcentaje de su valor, ya que tiene un precio así sea como chatarra. Usualmente hasta un máximo del 70% del precio total del revestidor recuperable se considera como tangible. El lodo de perforación que se utilice en otros pozos y la barita que se recupere de este lodo son otros tangibles que pueden considerarse.

#### B. Terminación

- a. Todo equipo recuperable del pozo, tal como tubería de producción, empaaduras de producción recuperables, petróleo utilizado en la terminación y que quedó en el revestidor, etc.
- b. El cabezal del pozo con sus cuñas, etc....

#### C. Producción

- a. Todo el equipo de las estaciones de flujo tales como compresores, separadores, tanques, manifolds, etc.
- b. Todas las líneas de flujo; de petróleo, transportadoras de combustible, o agua, líneas eléctricas.

#### D. Oficina

- a. Acondicionadores de aire, máquinas de calcular, máquinas de escribir, escritorios, etc.

b. Automóviles, radios, teléfonos, etc.

Todo tangible se deprecia, más adelante se explica este concepto.

### 3.4. INTANGIBLES

Toda inversión que no tiene utilización posterior, todo gasto de capital que la empresa realice y que sea incidente y necesario para la perforación, terminación y producción de pozos de petróleo, agua o gas, y no utilizable o no recuperable luego de cumplido su cometido, es catalogado como intangible. Veamos varios rubros que se clasifican como intangibles, según las diferentes áreas de inversión o gastos:

#### A. Exploración

- a. El costo de realizar los levantamientos geofísicos o geológicos. La información obtenida de estos levantamientos puede ser negociada y entonces ya dejaría de considerarse el levantamiento como un intangible.
- b. El costo del mantenimiento, alimentación, transporte, etc. de las cuadrillas de geología de superficie y de Geofísica.

## B. Explotación

### a. Perforación

Los intangibles de perforación usualmente forman el mayor porcentaje del valor del pozo.

- La mano de obra utilizada en el tendido temporal de tuberías de agua, electricidad, combustibles y gas.
- Alquiler de bombas de agua, tanques, trailers, equipos de perforación, equipo de cementación; corrida de registros eléctricos, empaque con grava, operaciones de pesca, etc.
- Mano de obra especializada en tareas de perforación, pesca, cementación, etc.
- Químicos y aditivos de los lodos de perforación, petróleo utilizado en el lodo; grava, cemento, etc.
- Dependiendo del concepto que prevalezca en la empresa parte del revestidor de producción se considera intangible, usualmente el 30% del precio total, todos los materiales que van incorporados

al revestidor, tales como centralizadores, anillos, zapatas, cuellos flotadores, etc... el revestidor de superficie se considera intangible.

- Barrenas de perforación, estabilizadores, escariadores, etc.
- Todo equipo o herramienta que se quede o se pierda accidentalmente en el hoyo o en el revestidor.

b. Terminación

- Mano de obra para el tendido temporal de tuberías de petróleo, de agua, combustible y gas; líneas eléctricas.
- Alquiler de bombas de agua, tanques, trailers, equipos de: terminación, registros, cementaciones forzadas, pesca, etc.
- Mano de obra especializada en asentamiento de bombas, empacaduras, camisas, etc.
- Fluído de terminación que no se recobra con la producción del pozo, todo petróleo utilizado en la terminación y que ha sido deshechado, uso de barrenas, escariadores, etc.

- Empacaduras fijas no recuperables, tapones o cualquier herramienta que se quede en el pozo.

c. Transporte

Todo servicio de transporte es intangible.

d. Producción

El porcentaje de intangibles en producción se puede resumir al costo de mano de obra para los diferentes tendidos de línea y erección de estaciones de flujo.

C. Obras Civiles

- a. Toda mano de obra contratada y utilizada en estudios topográficos, limpieza de terrenos, construcción de vías de acceso, carreteras, puentes y locaciones.
- b. Los costos de los trámites legales y pagos a terceros por concepto de indemnizaciones, bonos, etc.

Todo intangible se amortiza, más adelante se explica este concepto.

### 3.5. AGOTAMIENTO

Agotamiento es la manera por la cual las empresas petro-

leras capitalizan, o recuperan, a través de la producción de petróleo o gas el valor pagado al gobierno o a terceros por la concesión donde se descubrió el yacimiento que se produce. Esta capitalización se hace en base a la unidad de producción.

### 3.6. DEPRECIACION<sup>(9)</sup>

Depreciación puede definirse como la pérdida de valor anual que todo tangible tiene debido al uso, desgaste o simplemente al acto de compra.

Hay varios métodos utilizados para determinar la tasa de depreciación anual de los tangibles de la empresa, los más utilizados y reconocidos por las oficinas gubernamentales de impuestos como válidos para la contabilidad de las empresas - son:

- A. Método de línea recta.
- B. Método de Balanceo con declinación.
- C. Método de la suma de dígitos.

A continuación explicaremos las características individuales de cada método y luego en forma gráfica se podrá ver la diferencia entre los tres métodos. Antes de que la empre

sa defina el método a utilizar deberá hacer un análisis muy serio, pues esta decisión es de mucha importancia. La sección de impuestos del Gobierno debe de tener listas donde se determina el número de años de vida útil de uso normal que tiene el equipo utilizado por las compañías. Para determinar la depreciación de cualquier tangible esta lista deberá ser consultada, y nunca se podrá utilizar un número de años menor que el publicado.

#### A. Método de Línea Recta

Se obtiene la cantidad a depreciar anualmente de la división del valor original del equipo entre el número de años de vida útil que se le calcula al mismo.

Veamos un ejemplo:

Una turbina con un valor de 250000 sucres con una vida útil calculada en 10 años tendrá una depreciación de:

$$\text{Depreciación} = \frac{250000 \text{ sucres}}{10 \text{ años}} = 25000 \text{ sucres/año}$$

Entonces para el final del primer año el valor de la turbina será:  $250000 - 25000 = 225000$  sucres, y para el final del segundo año:  $225000 - 25000 = 200000$  sucres, etc.

hasta 10 años cuando el valor es de 0.0 sucres o depreciada en su totalidad. Si esta turbina todavía presta servicio, ya la compañía no podrá depreciarla más, aunque tenga un valor de venta o residual.

La depreciación para cada año será la siguiente:

Año	Depreciación Sucres	Valor de la turbina al final del año (sucres)
1	25000	225000
2	25000	200000
3	25000	175000
4	25000	150000
5	25000	125000
6	25000	100000
7	25000	75000
8	25000	50000
9	25000	25000
10	25000	0

#### B. Método de Balanceo con Declinación

La cantidad anual a depreciar por este método se calcula de la siguiente manera:

- a. Se obtiene la vida útil del equipo. En el caso particular que nos concierne: 10 años.
- b. Se calcula el porcentaje de depreciación anual que se obtiene por el método de línea recta y se multiplica por un factor preestablecido por las normas de la empresa. En este ejemplo utilizaremos el factor 2. Así es que, si se deprecia el valor del equipo que nos concierne a una tasa del 10% si utilizamos el método de línea recta, en el caso del método de balanceo con declinación tenemos que utilizaremos  $2 \times 10 = 20\%$ .
- c. Se obtiene el valor del equipo: 250000 sucres. Entonces para obtener la cantidad a depreciar el primer año multiplicamos el valor del equipo por el porcentaje que utilizaremos y que fue calculado en el paso b. anterior:

$$(250000) (0.20) = 50000 \text{ sucres}$$

Luego restamos esa cantidad obtenida del valor del equipo al principio de año, y así obtendremos el valor del equipo al principio del año siguiente o sea e segundo año:

$$250000 - 50000 = 200000 \text{ sucres}$$

Entonces tenemos que:

Año	Depreciación Sucres	Valor de la turbina al final del año Sucres
1	50000	200000
2	40000	160000
3	32000	128000
4	25600	102400
5	20480	81920
6	16384	65536
7	13107	52536
8	10485	41943
9	8388	33554
10	6710	26843

Como puede verse en la tabla, en los dos primeros años se deprecia el 36% del valor de la turbina, y que si se continúa este método nunca se depreciará totalmente, por lo tanto, cuando el valor presente del equipo llegue a ser igual al valor depreciado el primer año, en este ejemplo 50000 - sucres, se permite el cambio, por el resto de vida útil, de método de cálculo de balance con deprecinación a línea recta, y entonces para los años 8, 9 y 10 tenemos que la depreciación será de 17476 sucres por año, y al final del

año 10 el equipo estará totalmente depreciado.

C. Método de la suma de Dígitos

Este método así como el anterior, deprecia rápidamente los primeros años y es utilizado mucho por las empresas. Para calcular el monto depreciable por año cuando se utilice este método, multiplicamos el valor del equipo al principio del año por una fracción que se determina de la siguiente manera:

- a. El numerador es el número de años de vida útil restante del equipo, o sea que para el primer año tenemos en nuestro caso 10 años de vida útil, así es que 10 es el numerador para la fracción que calcula la depreciación del primer año, 9 para el segundo, 8 para el tercero y así hasta el décimo año donde el numerador será 1.
- b. Para obtener el denominador que será común en todas las fracciones, sumamos los dígitos de la vida útil del equipo o sea  $1 + 2 + 3 + 4 + \dots$  etc. hasta 10, en este caso la sumatoria es 55.
- c. La fracción así obtenida para los diferentes años entonces es multiplicada por el valor del equipo al princi-

pio del año que se ha de calcular.

Para el ejemplo de la turbina que hemos utilizado en los otros dos métodos anteriores será:

Año	Fracción	Valor de la tubería al principio del año (sucres)	Depreciación (sucres)	Valor al <u>fi</u> nal del año (sucres)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) (3) - (4)
1	10/55	250000	45454	204546
2	9/55	204546	40909	163637
3	8/55	163637	36364	127273
4	7/55	127273	31818	95455
5	6/55	95455	27273	68182
6	5/55	68182	22727	22727
7	4/55	22727	18182	18182
8	3/55	18182	13636	13636
9	2/55	13636	9091	4546
10	1/55	4546	4546	0

### 3.7. AMORTIZACION

Amortización es el método utilizado por las empresas petroleras, para recuperar el capital que ha sido invertido en

intangibles. La amortización es siempre calculada en base a la unidad de producción del campo en estudio. El método para calcular la cantidad amortizable por año está basado en la producción y reservas, como veremos a continuación en el siguiente ejemplo:

En la explotación de un campo una empresa ha invertido 200 millones de sucres en intangibles, los yacimientos tienen reservas del orden de los 90 millones de barriles, y su historia de producción para los primeros cinco años es la siguiente:

Año	Producción	Reservas Remanentes
1	$7.5 \times 10^6$ Bbl.	$82.5 \times 10^6$ Bbl.
2	$6.8 \times 10^6$ Bbl.	$75.7 \times 10^6$ Bbl.
3	$6.2 \times 10^6$ Bbl.	$69.5 \times 10^6$ Bbl.
4	$5.7 \times 10^6$ Bbl.	$63.8 \times 10^6$ Bbl.
5	$5.2 \times 10^6$ Bbl.	$58.6 \times 10^6$ Bbl.

Calculamos la amortización anual de la inversión aplicando la fórmula:

$$A_n = I_n \cdot \frac{P_n}{R_n + P_n}$$

Donde:

$A_n$  = capital recuperado por concepto de amortización al año  $n$ .

$I_n$  = capital pagado por intangibles y aún no recuperado por amortización al año  $n$ .

$P_n$  = la producción anual al final del año  $n$ .

$R_n$  = las reservas remanentes al año  $n$ .

Ahora el cálculo de la amortización será el siguiente:

(Todas las cantidades son multiplicadas por  $10^6$ )

Primer Año

En millones

$$A_1 = (S/. 200) \frac{7.5 \text{ Bbl}}{82.5 \text{ Bbl} + 7.5 \text{ Bbl}} = 16.666 \text{ sucres}$$

en base de unidad de producción

$$\frac{A_n}{P_n} = \frac{S/. 16.666}{7.5 \text{ Bbl}} = 2.222 \text{ sucres/Bbl}$$

Segundo Año

$$A_2 = (S/. 200 - S/. 16.66) \frac{6.8 \text{ Bbl}}{75.7 \text{ Bbl} + 6.8 \text{ Bbl}} = 15.112 \text{ sucres}$$

$$\text{en base de unidad de producción } \frac{S/. 15.112}{6.8 \text{ Bbl}} = 2.222 \text{ sucres/Bbl}$$

Tercer AñoEn millones

$$A_3 = (S/. 183.4 - S/. 15.112) \frac{6.2 \text{ Bbl}}{68.9 \text{ Bbl} + 6.2 \text{ Bbl}} = 13.893 \text{ sucres}$$

$$\text{En base de unidad de producción} \frac{S/. 13.983}{6.2 \text{ Bbl}} = 2.241 \text{ sucres/Bbl}$$

Cuarto Año

$$A_4 = (S/. 168.28 - S/. 13.893) \frac{5.7 \text{ Bbl}}{63.2 \text{ Bbl} + 5.7 \text{ Bbl}} = 12.772 \text{ sucres}$$

$$\text{en base de unidad de producción} \frac{S/. 12.772}{5.7 \text{ Bbl}} = 2.241 \text{ sucres/Bbl}$$

Quinto Año

$$A_5 = (S/. 154.391 - S/. 12.772) \frac{5.2 \text{ Bbl}}{57.5 \text{ Bbl} + 5.2 \text{ Bbl}} = 11.745 \text{ sucres}$$

$$\text{en base de unidad de producción} = \frac{S/. 11.745}{5.2 \text{ Bbl}} = 2.258 \text{ sucres/Bbl}$$

Y así consecutivamente hasta el último año de producción.

Tabulando los valores obtenidos, tendremos:

Año	Amortización (sucres)	Amortización en base a Unidad de Producción Sucres/Bbl
1	$16.666 \times 10^6$	$2.222 \times 10^6$
2	$15.112 \times 10^6$	$2.222 \times 10^6$

Año	Amortización, (sucres)	Amortización en base a Unidad de Producción, Sucres/Bbl
3	$13.893 \times 10^6$	$2.241 \times 10^6$
4	$12.772 \times 10^6$	$2.241 \times 10^6$
5	$11.745 \times 10^6$	$2.258 \times 10^6$

### 3.8. FACTORES DE INTERES

El concepto de interés es plenamente conocido por la gran mayoría de las personas, a continuación se explicará las diferentes formas de calcular intereses devengados por cualquier suma de dinero.

En la industria petrolera existen siempre riesgos que van directamente involucrados a cualquier operación o inversión que se vaya a realizar. La ganancia sobre la inversión estará proporcionalmente de acuerdo según sea mayor o menor el riesgo de la inversión, o sea que, para un proyecto con un margen de éxito del 20%, el interés o ganancias sobre la inversión deberá ser mayor que si invertimos la misma cantidad en un proyecto con un margen de éxito del 80%.

En el estudio económico que se haga de cualquier proyecto se debe tomar en cuenta el factor interés, es decir se calcula

el interés producido por un capital invertido y éste no debe ser menor al 10%; todo lo que se obtenga por encima de este porcentaje redunda en beneficio de la empresa.

Lo principal y más importante es que siempre se debe obtener un beneficio. La comparación de los diferentes proyectos nos permitirá escoger aquellos que produzcan mayores ganancias.

En la práctica los tipos de interés más comúnmente utilizadas son el interés simple y el interés compuesto. Veamos cada uno de ellos en detalle:

### 3.9. INTERES SIMPLE

Esta es una forma de interés que se aplica solamente a la suma de dinero originalmente invertida.

El interés simple se calcula por la fórmula:

$$S = P (1 + NR)$$

Donde: P = El capital original puesto a interés

N = Número de años

R = Tasa de interés anual

### 3.10. INTERES COMPUESTO

Quando una cantidad de dinero es puesta a interés, la cual es pagada a determinados períodos de tiempo, y este interés cuando se vence el tiempo, es agregado a la cantidad que lo devengó, entonces se nos presenta el caso del interés compuesto.

Si se quiere obtener la fórmula de interés compuesto se tendrá que:

Para  $M = 1$  (Primer Año)

$$A_1 = P (1 + R)$$

para el final del segundo año ( $M = 2$ )

$$A_2 = P (1 + R) (1 + R)$$

para el final de tercer año ( $M = 3$ )

$$A_3 = P (1 + R) (1 + R) (1 + R)$$

entonces para  $N$  años será:

$$A_c = P (1 + R)^N$$

Donde:

$A_c$  = la cantidad acumulada hasta cierto tiempo durante

el cual se originaron intereses, se denomina importe ( $P + \text{interés acumulado}$ ).

$P$  = La cantidad originalmente puesta a interés.

$R$  = Tasa de interés anual

$N$  = Número de años

El término  $(1 + R)^N$  es el factor compuesto.

### 3.11. VALOR PRESENTE O ACTUAL DEL DINERO

El valor presente o actual de una suma de dinero que se ha de recibir dentro de un número "A" de años, es aquella cantidad que debería ponerse a un interés  $X$  en un banco para que cuando llegue la fecha "A" igual al valor del dinero que recibiremos en esa fecha. De otra manera:

Si una cantidad se ha de pagar en una fecha futura es importante poder determinar lo que ese dinero que va a recibirse valdría si fuera entregado hoy mismo. Podríamos preguntar: ¿Cuál sería el valor presente o actual de una cantidad "A" que se debe pagar a un tiempo  $N$ ?

El valor actual o presente de esta cantidad pudiera obtenerse con la siguiente ecuación:

$$VP = \frac{F}{(1 + R)^N}$$

El término  $\frac{1}{(1 + R)^N}$  se llama factor de diferimiento y para acelerar los cálculos ya se ha tabulado para diferentes tasas de interés para un número de años. En las tablas al final se pueden obtener los diferentes valores para este factor. Se presentan dos clases de tablas a) Para determinar el valor presente al final del año que es  $\frac{1}{(1 + R)^N}$  y b) Para determinar el valor presente a la mitad del año que es de  $\frac{1}{(1 + R)^N - 0.5}$ . Hay compañías que calculan sus futuros ingresos al final de año, y otras que lo calculan a midad de año o en base a promedios, de todas maneras el valor se calcula como solamente uno anual. El Ingeniero Analista se preguntará ¿qué porcentaje de interés anual debería utilizar en el cálculo? Esto la mayoría de las veces está estipulado en las normas de la compañía. Hoy se está pagando un 10% de interés sobre el dinero obtenido en calidad de préstamo, así es que se deberá usar una tasa de interés superior al 10% para los cálculos.

### 3.12. EJEMPLOS DE APLICACION

Veamos unos ejemplos ahora utilizando la tabla de los valores a mitad del año, y como pueden usarse estos con-

ceptos para comparaciones simples y rutinarias en la vida profesional del Ingeniero:

### EJEMPLO 1

Una compañía petrolera ha realizado la venta de un campo marginal por la cantidad de 20 millones de sucres. El pago inicial es del 40% de la suma y durante los 5 años siguientes se han de pagar el 20, 15, 10, 10 y 5% respectivamente. Cuál es el valor presente o actual de la venta si se ha de aplicar el 8% de interés anual haciendo el pago a mitad de año?

Año	Pago	Cantidad	Factor	Valor Actual
0	40 %	8'000000 sucres	1	8000000 sucres
1	20 %	4'000000 sucres	0.9622	3848800 sucres
2	15 %	3'000000 sucres	0.8909	2672700 sucres
3	10 %	2'000000 sucres	0.8250	1650000 sucres
4	10 %	2'000000 sucres	0.7639	1527800 sucres
5	5 %	<u>1'000000 sucres</u>	0.7073	<u>707300 sucres</u>
		10'000000 sucres		18'406600 sucres

Diferencia 1'593400 sucres

Esto es lo mismo que si la compradora fuese a pagar por el campo de una sola vez, solo 18'406600 sucres.

Ahora un ejemplo comparativo para escoger de entre dos soluciones la más conveniente para la empresa:

### EJEMPLO 2

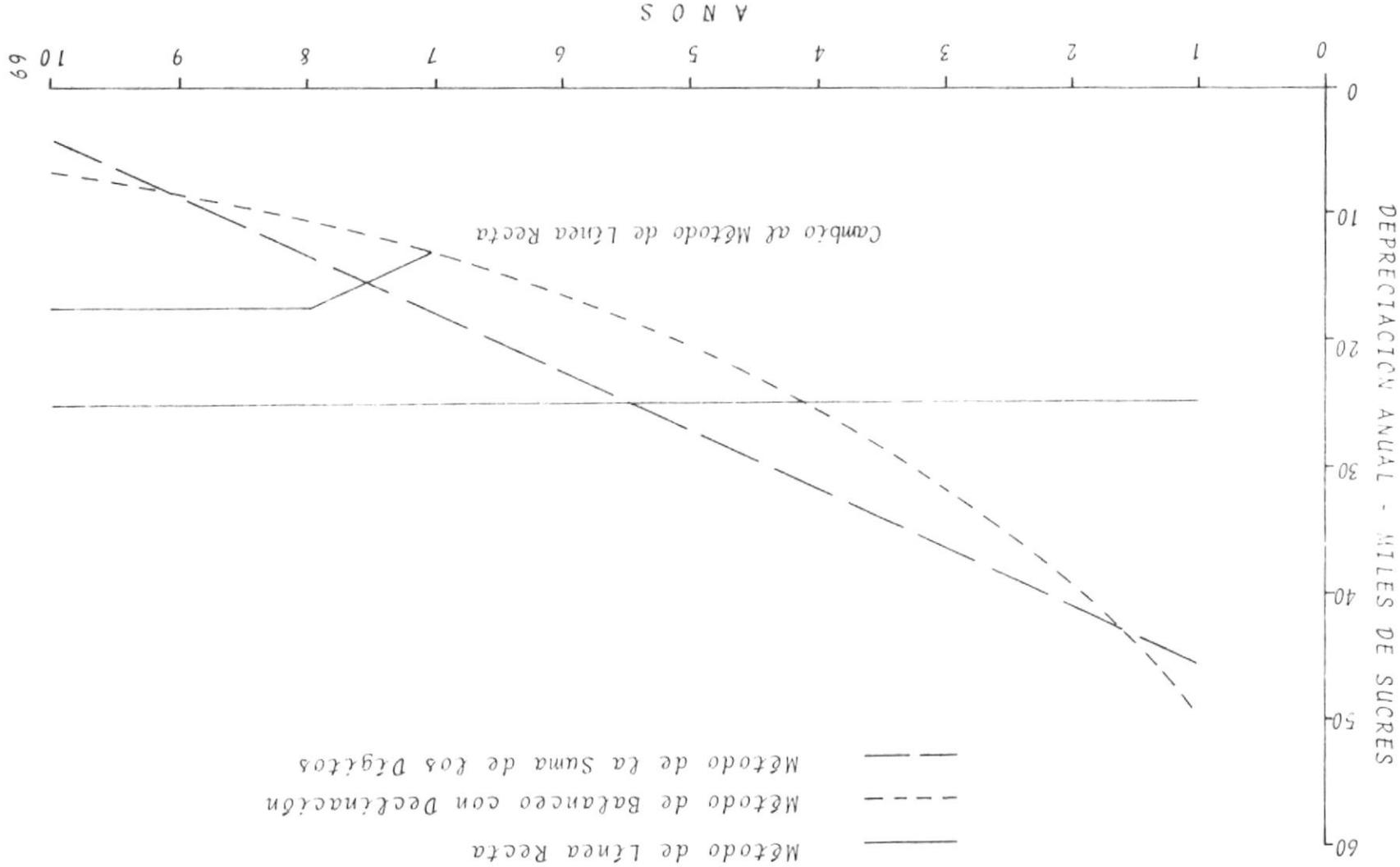
Se está decidiendo entre si instalar dos turbinas pequeñas con sus generadores o una turbina grande con su generador. Se sabe que el mantenimiento de las turbinas pequeñas es de 25000 sucres/año y su valor inicial es de 250000 por la turbina y 100000 por el generador, así también se sabe que el valor de la turbina grande es de 550000 sucres, de 190000 por el generador y su mantenimiento es de 40000 sucres/año. Si ignoramos cualquier otra razón como la seguridad en el suministro de electricidad, la depreciación, etc. determinemos cual de las dos situaciones convendría más. La vida útil sería de 10 años y se utiliza el 8% de interés en el cálculo.

Dos Turbinas			Una Turbina		
Año	Desembolso	Valor Actual	Año	Desembolsos	Valor Actual
0	700000	700000 sucres	1	740000	740000 sucres
1	50000	48110 sucres	2	40000	38488 sucres
2	50000	44545 sucres	3	40000	35636 sucres
3	50000	41250 sucres	4	40000	33000 sucres
4	50000	38195 sucres	5	40000	30556 sucres
5	50000	35865 sucres	6	40000	28292 sucres
6	50000	32745 sucres	7	40000	26196 sucres
7	50000	30320 sucres	8	40000	24256 sucres
8	50000	28070 sucres	9	40000	22456 sucres
9	50000	25995 sucres	10	40000	20796 sucres
10	50000	<u>24070 sucres</u>			<u>19256 sucres</u>
TOTAL:		1'048665 sucres			1'018932 sucres

Como se puede observar de los resultados obtenidos se concluye que el proyecto de una turbina es más conveniente económicamente que el de dos turbinas.

DEPRECIACION ANUAL VS. AÑO

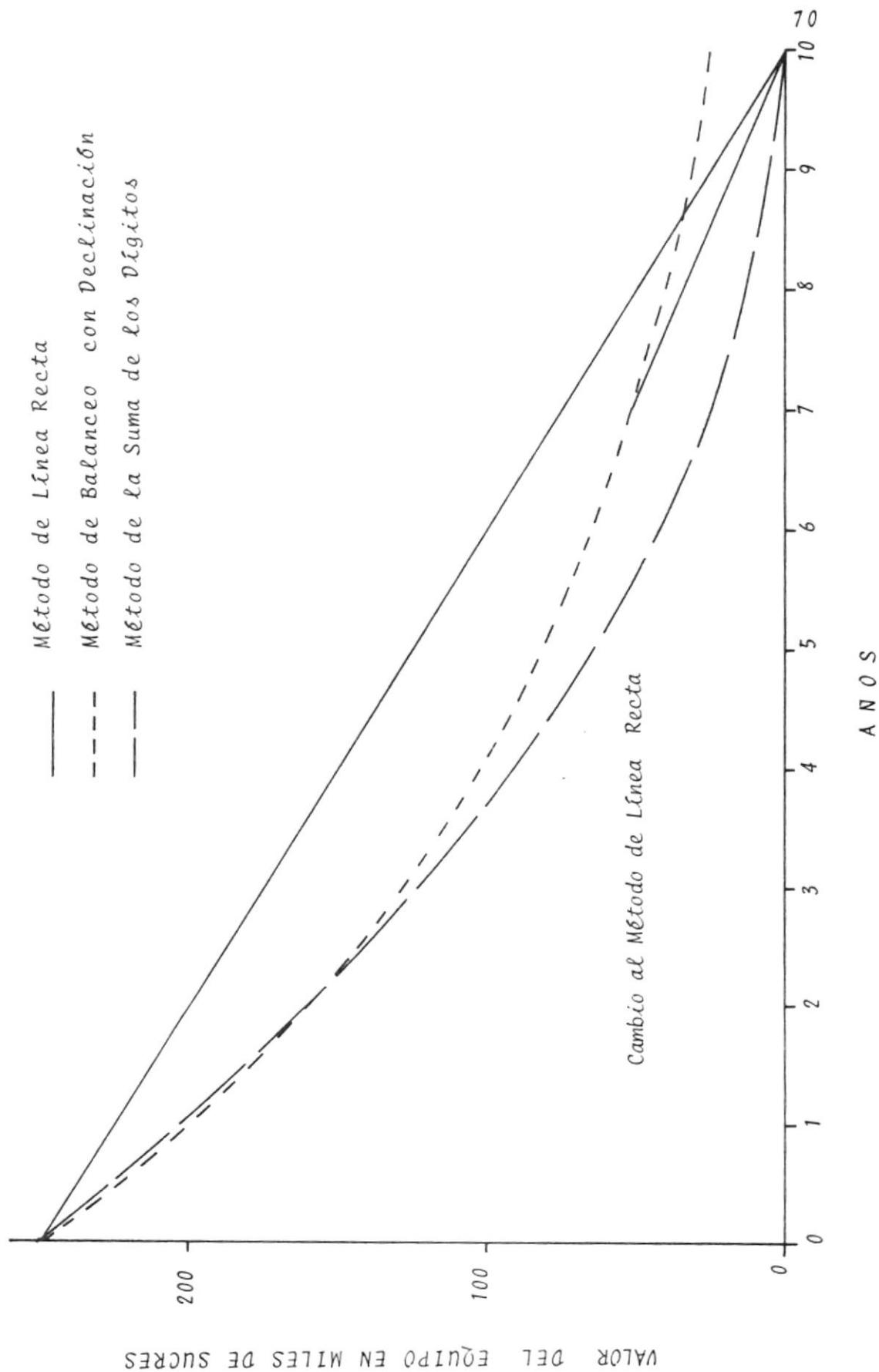
— Método de Línea Recta  
- - - Método de Balanceo con Declinación  
— Método de la Suma de los Dígitos



DEPRECIACION ANUAL

VALOR REMANENTE DEL EQUIPO A FINAL DE AÑO VS. AÑO

- Método de Línea Recta
- - - Método de Balanceo con Declinación
- - - Método de la Suma de Los Dígitos



# CAPITULO 4

## GENERACION DE INGRESOS

### 4.1. GENERALIDADES

Normalmente la producción de crudo o de gas de un campo es la única fuente de ingresos que puede tener un proyecto de explotación petrolera. Como esta fuente de ingresos está regida por un sistema de declinación de producción, es importante hacer mención y ver las diferentes clases de curvas de declinación.

### 4.2. FORMULAS FUNDAMENTALES DE DECLINACION <sup>(13,15)</sup>

En la derivación de las fórmulas se asume que la declinación es regular, y que puede expresarse con una ecuación; además, se supone que esta ecuación forma parte de una familia de ecuaciones de declinación hiperbólica representadas por:

$$q = \frac{q_i}{\left[1 + \frac{a_i t}{h}\right]^h}$$

Donde:

$q$  = Tasa de producción a cualquier tiempo.

$q_i$  = Tasa inicial de producción.

- $a_i$  = Tasa nominal-de declinación inicial.  
 $t$  = Tiempo en general.  
 $h$  = Exponencial hiperbólica.

Hay tres formas o variaciones de la fórmula de declinación hiperbólica general:

- A. Exponencial o constante.  
 B. Hiperbólica.  
 C. Armónica.

Veamos cada variación y lo que puede obtenerse de cada una de ellas.

#### 4.2.1. Declinación Exponencial o Constante

$$(h = \infty)$$

$$q = q_i e^{-a_i t}$$

- Donde:  $q_i$  = Tasa inicial de producción.  
 $q$  = Tasa de producción a cualquier tiempo.  
 $e$  = Base de los logaritmos naturales.  
 $a_i$  = Tasa nominal de declinación inicial.  
 $t$  = Tiempo en general.

La tasa nominal de declinación "a" es constante o sea que:

$$a = a_i.$$

#### 4.2.2. Declinación Hiperbólica

$$(h = 2)$$

La tasa de producción a cualquier tiempo está definida por:

$$q = \frac{q_i}{\left[1 + \frac{a_i t}{2}\right]^2}$$

Donde:  $q_i$  = Tasa inicial de producción.

$q$  = Tasa de producción a cualquier tiempo.

$a_i$  = Tasa nominal de declinación inicial.

$t$  = Tiempo en general.

Esta variación de declinación se encuentra solamente en los pozos que producen por drenaje gravitacional. También, se utiliza como aproximación para cualquiera de las demás variaciones (Exponencial y Armónica).

La declinación se reduce con el tiempo de acuerdo a la fórmula:

$$a = \frac{a_i}{1 + \frac{a_i t}{2}}$$

#### 4.2.3. Declinación Armónica

$$(h = 1)$$

La tasa de producción a cualquier tiempo en es  
te caso está definida por:

$$q = \frac{q_i}{1 + a_i t}$$

Donde:  $q$  = Tasa de producción a cualquier tiempo.

$q_i$  = Tasa inicial de producción.

$a_i$  = Tasa nominal de declinación inicial.

$t$  = Tiempo en general.

Esta variación de declinación se encuentra comunmente en los yacimientos que producen petróleo pesado por empuje de agua, se supone que la producción del campo se mantiene constante.

La declinación se reduce con el tiempo de acuerdo a la fórmula:

$$a = \frac{a_i}{1 + a_i t}$$

## CAPITULO 5

### INDICES DE RENTABILIDAD

#### 5.1. INDICES DE RENTABILIDAD

La rentabilidad de un proyecto puede definirse como la capacidad del proyecto para originar durante su vida una cantidad de capital mayor que la que se invirtió en él a su co-mienzo. Esta diferencia entre el capital invertido inicialmente y el que se obtiene durante la vida del proyecto luego de pagar impuestos y otros desembolsos, es la ganancia neta que el proyecto produce a la empresa.

Ha varios índices para medir o proveer las posibles ganancias que provengan de los diferentes proyectos.

El índice de rentabilidad ideal es aquel que:

- A. Sintetiza en una cifra la ganancia probable de un proyecto u obra.
- B. Dependiendo de la política financiera de la empresa se pudiera utilizar para analizar todos los proyectos en general.
- C. Compara los resultados de varios proyectos y facilita la operación de las diferentes rentabilidades.

D. Es fácil de calcular, entender y es correcto en las conclusiones y derivaciones.

Los índices de rentabilidad que a continuación se mencionan han sido utilizados por analistas para evaluar la rentabilidad de proyectos petroleros. Hay otros índices que tienen uso en otras industrias pero no en la industria petrolera. En este trabajo presentaremos en orden ascendente los más utilizados en la mayoría de las empresas petroleras.

#### 5.2. PROMEDIO DE LA GANANCIA SOBRE LA INVERSION <sup>(2,14)</sup>

Este índice se determina dividiendo las ganancias promedio anuales por la inversión original, expresando el resultado como un porcentaje de la inversión original. La falla de este índice es que ignora el cambio del valor del dinero con el tiempo, (el valor presente o actual) y el tiempo de amortización del capital invertido.

#### 5.3. PROMEDIO DE AMORTIZACION DEL CAPITAL INVERTIDO SOBRE EL PROMEDIO DE LA INVERSION.

Este índice es más completo que el anterior y tiene sus mismos efectos. Esto es debido a que la inversión original se va descontando durante la vida del proyecto, y por lo tan

to, cuando se promedia, solamente la mitad de la inversión es considerada como divisor. Este índice nos proporciona una respuesta más realista sobre la amortización del capital invertido que el índice anterior.

#### 5.4. TIEMPO DE PAGO<sup>(1,2)</sup>

Hay tres métodos diferentes para calcular el índice del tiempo de pago.

- a. Cuando el analista desconoce o no puede calcular el porcentaje del impuesto sobre la renta que se aplicará a la empresa, entonces realiza el análisis en base de un flujo de efectivo bruto, sin tomar en cuenta el impuesto sobre la renta.
- b. Si la información sobre el impuesto está a mano y es aproximadamente lo que realmente se pagará, entonces se procede a realizar un flujo de efectivo neto.
- c. Este método es igual al anterior (Método b), pero el flujo de efectivo se calcula a un porcentaje de interés y se obtiene el valor actual o presente del flujo, también conocido como el valor diferido.

En conclusión estos métodos se pueden aplicar de acuerdo a

la información que se tenga disponible.

La principal falla que este índice encuentra es que no toma en cuenta la vida total del proyecto y tampoco su tasa de ganancia al final de esa vida. Veamos un ejemplo:

Proyecto "A" con una inversión de 5 millones y un tiempo de amortización de capital invertido de 3 años. Proyecto "B" con una inversión de 5 millones y un tiempo de amortización de 5 años. Si utilizamos el índice del tiempo de pago, el primer proyecto "A" nos parecería el mejor, pero si vemos que la vida total del proyecto "A" es de 5 años, y que la del proyecto "B" es de 10 años, entonces tendremos que ver la situación con más detenimiento y al final, dependiendo de las entradas de capital, quizás se escogiera el caso "B" ya que, nos ofrecería una relación vida del proyecto - tiempo de pago mayor que el proyecto "A".

Una parte positiva de este índice es que lo entienden la mayoría de las personas que no están involucradas con el análisis económico, y es necesaria su presentación en cada informe que se haga.

#### 5.5. VALOR ACTUAL O PRESENTE DE LA GENERACION DE CAPITAL <sup>(11)</sup>

En el capítulo 2 se realizó la definición y el concep-

to del valor presente o actual del dinero. Este índice presenta todo el capital que es generado y el que es desembolsado en el proyecto como cantidades puestas a la fecha del comienzo del proyecto. Para lograr esto, se proyecta un flujo acumulado de efectivo neto para la vida calculada del proyecto, entonces estas cifras se multiplican por el factor de diferimiento y se obtienen las cifras al valor presente o actual. El factor de diferimiento a utilizarse está al arbitrio del analista y pueden presentarse resultados a varias tasas de interés. El error en que se puede recaer, en la comparación de dos proyectos bajo el punto de vista de este índice, es que la generación y desembolso del capital durante un proyecto no son realizados a un ritmo igual por año. Usualmente los desembolsos más grandes son realizados al principio del proyecto y las ganancias no se obtienen sino después de varios años del comienzo del proyecto. El valor del dinero que se invierte ahora no se puede medir como una simple suma anual al final de la vida del proyecto, ya que esto nos daría valores muy reducidos y lejanos de la realidad. Así mismo sucede con el dinero generado o la ganancia, que se produce al final de la vida del proyecto y esto nos representa una cifra más realista, por lo que en este índice se reduce el valor actual del dinero invertido, y se mantiene con -

menores cambios los ingresos, por lo tanto nos presenta un resultado falsamente halagador.

#### 5.6. FLUJO DE CAPITAL DIFERIDO<sup>(9)</sup>

En las empresas se utiliza este índice con mucha más frecuencia que cualquiera de las otras.

Se calcula este índice utilizando el flujo de efectivo del proyecto para cada año de la vida del mismo y los ingresos y egresos de cada año son diferidos a la fecha del comienzo del proyecto utilizando los valores de diferimiento a varias tasas de interés. La tasa de rentabilidad del proyecto, entonces se puede definir como aquella tasa de interés a la cual se difieren los ingresos y egresos al valor presente y su diferencia es igual a cero. En otras palabras : Cuando la sumatoria de los ingresos del proyecto que son diferidos al presente a una tasa de interés  $X$  es igual a la sumatoria de los egresos del proyecto que son diferidos al presente a una tasa de interés  $X$ , entonces el valor  $X$  se llama la tasa de retorno del proyecto.

La gran ventaja que ofrece este índice por encima de los anteriores es que toma en cuenta todos los ingresos y egresos que se realicen durante la vida del proyecto y los

difiere al presente, o sea a un mismo nivel. También compara, debido a la rentabilidad que se obtiene al final del cálculo, proyectos de gran magnitud con proyectos de menor magnitud y permite al ejecutivo realizar una selección de proyectos efectuados por un mismo patrón.

La desventaja que tiene es el tiempo y el trabajo requerido para llegar al final y obtener las tasas de rentabilidad, pero procesando los datos por medio de un programa en computadora el trabajo se efectúa con mucha facilidad.

El uso de la combinación de uno o más de los índices antes presentados permitirá la selección de los proyectos que más le convengan a la empresa petrolera, el analista debe mantener en mente que muchas veces se necesita más de un índice de rentabilidad para decidir, además que sus combinaciones ayudan y agilizan las decisiones a nivel superior.

## C A P I T U L O 6

### ANALISIS ECONOMICO DE UN PROYECTO PETROLERO EN EL ECUADOR

#### 6.1. DESCRIPCION GENERAL DEL PROGRAMA

El programa permite realizar un análisis detallado de un proyecto, usando el método de flujo de efectivo diferido, determinando su rentabilidad a través de los índices - denominados Tasa de Retorno, Tiempo de Pago, Relación de Ganancia sobre la Inversión y Relación de Ganancia sobre la Inversión Promedio.

El programa permite estudiar varios proyectos a un mismo tiempo. Fundamentalmente está elaborado para aceptar los datos de producción de petróleo, costos de inversiones por año, y en base a ellos, desarrollar las operaciones correspondientes al análisis económico del proyecto en cuestión.

El análisis económico por año es llevado a efecto en la siguiente forma:

1. Se determina el ingreso bruto, los costos, las regalías e ingreso antes del impuesto sobre la renta, en base a la producción anual de petróleo.

2. Se determinan los renglones tangibles e intangibles de la inversión anual de capital, mediante el uso de porcentajes dados como datos, en base a la experiencia y de acuerdo a las técnicas contables utilizadas. Con los tangibles se calcula la depreciación mediante el método de la línea recta y con las intangibles se obtienen la amortización mediante el método de unidad de producción. Tanto la amortización como la depreciación son calculadas mediante un subprograma.
3. Se determina el ingreso gravable y en base a éste el Im puesto sobre la Renta. Finalmente se calcula el Ingreso Neto, el flujo de efectivo generado y la ganancia ne ta.

La segunda parte del programa efectúa la impresión de los resultados obtenidos anteriormente en forma tabulada. Además, se escriben los datos básicos empleados en los cálculos y otros datos de identificación tales como el nombre del campo, área del mismo, etc.

Finalmente se procede a calcular los índices económicos del proyecto. Los índices T tiempo de Pago y T tasa de R retorno, al igual que la información necesaria para la repre sentación gráfica de la ganancia en función de la tasa de

interés son calculados mediante el uso de subprogramas. Además, se calculan los índices relación Ganancia a Inversión y Relación Ganancia a Inversión Promedio. Si existen otros proyectos para ser estudiados, se repetirá el proceso descrito anteriormente hasta satisfacer el número de proyectos indicados.

Esta descripción general del programa puede ser visualizada rápidamente mediante el diagrama de flujo.

## 6.2. ECUACIONES USADAS

1. Ingreso Bruto = Precio de Venta x Producción de petróleo  $i$ \*
2. Costo de Regalía  $i$  = Precio de Regalía x Producción de petróleo  $i$
3. Costos de Producción  $i$  = Pozos activos x (Costo Producción por pozo + Fracción x Costo Reparación por pozo).
4. Costos de Transporte, Tratamiento y Sobrecostos = (Costo Unitario por transporte, tratamiento y sobrecostos) x Producción de petróleo  $i$
5. Costos de Operaciones  $i$  = Costos de Producción  $i$  + Costo de Transporte, Tratamiento y Sobrecosto  $i$
6. Ingreso antes del Impuesto  $i$  = Ingreso Bruto  $i$  - Costo de

Regalía<sub>i</sub> - Costos de Operaciones<sub>i</sub>

7. Tangibles = Fracción de inversión en tangible x Inversión<sub>i</sub>
8. Intangibles = (1 - Fracción de inversión en tangible) x Inversión<sub>i</sub>
9. Depreciación en Línea Recta = Tangible/Años que faltan para finalizar el proyecto.
10. Depreciación = Depreciación año anterior + Depreciación en Línea Recta.
11. Reservas Remanentes<sub>i</sub> = Reservas originales de petróleo - Producción acumulada.
12. Amortización = Intangibles no Amortizados x Producción de petróleo<sub>i</sub>/Reservas Remanentes<sub>i</sub>
13. Egresos aparentes<sub>i</sub> = Amortización + Depreciación.
14. Ingreso Gravable<sub>i</sub> = Ingreso antes del Impuesto<sub>i</sub> - Egresos aparentes<sub>i</sub>
15. Impuesto sobre la Renta<sub>i</sub> = Fracción x Ingreso Gravable<sub>i</sub>
16. Renta Neta<sub>i</sub> = Ingreso Gravable<sub>i</sub> - Impuesto sobre la Renta<sub>i</sub>

17. Flujo de efectivo  $_i =$  Renta Neta  $_i +$  Egresos Aparentes  $_i$

18. Ganancia Neta  $_i =$  Flujo de Efectivo  $_i -$  Inversión  $_i$

19. Acumulado de la Ganancia en presente =  $\sum_{i=0}^N$  Ganancia  $_i$   
 $\times \frac{1}{(1+Tasa)^i}$  ( $i =$  años)

20. Cuando el acumulado de la Ganancia al Presente sea igual a cero, la Tasa de interés será igual a Tasa de Retorno.

21. Derivada de acumulado de Ganancia al presente =  $\sum_{i=0}^N$   
 Ganancia  $_i \times \frac{i}{(1 + Tasa)^{(i+1)}}$

22. Acumulado de la Ganancia =  $\sum_{i=0}^N$  Ganancia  $_i$

23. Cuando el acumulado de la Ganancia es igual a cero, el tiempo " $i$ " será igual al tiempo de pago.

### 6.3. DATOS NECESARIOS

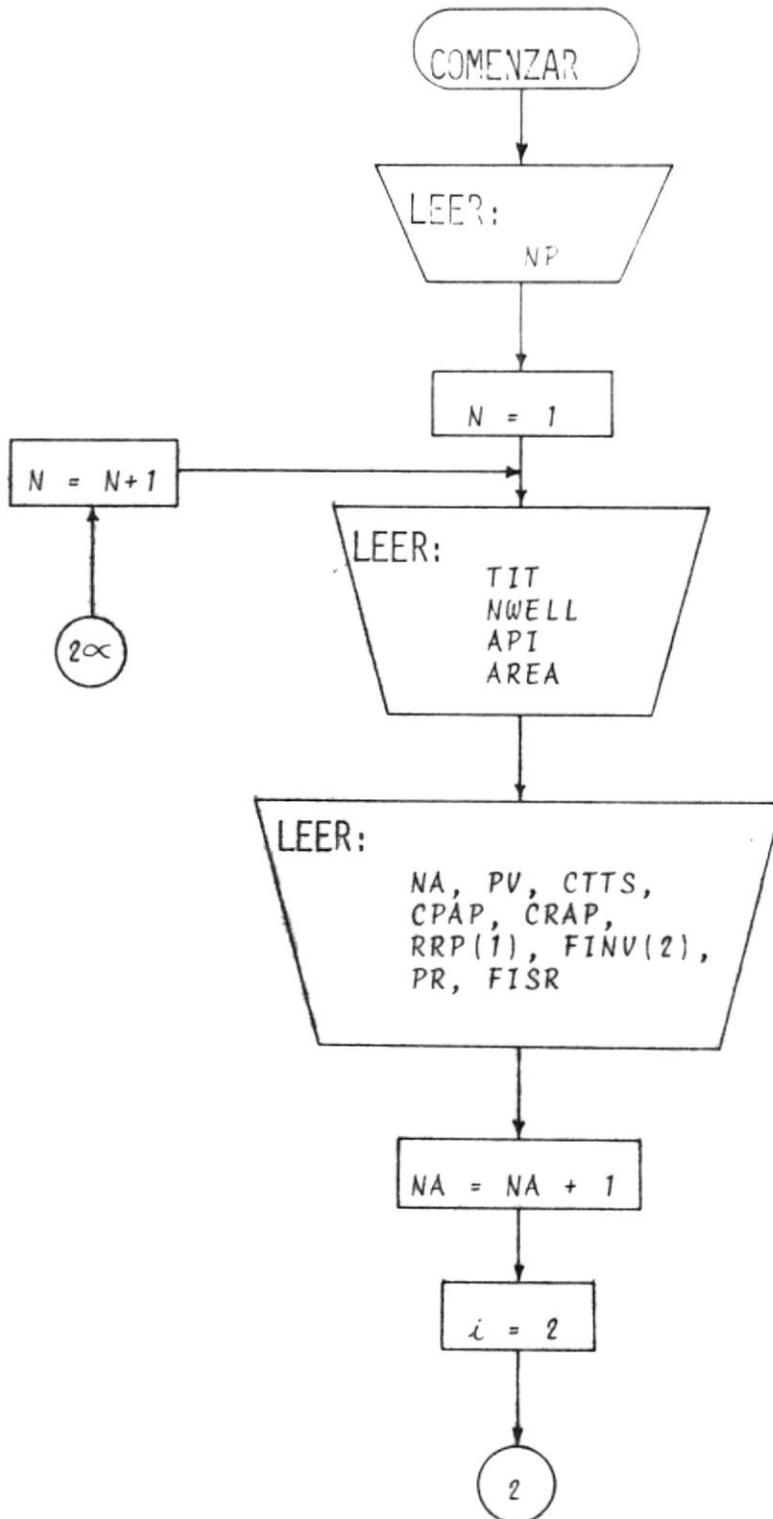
Es conveniente indicar que no todos los datos aplicados en el presente programa son reales debido a la dificultad existente para conocer valores relacionados a costos, pero se han supuesto valores bastante cercanos a la realidad.

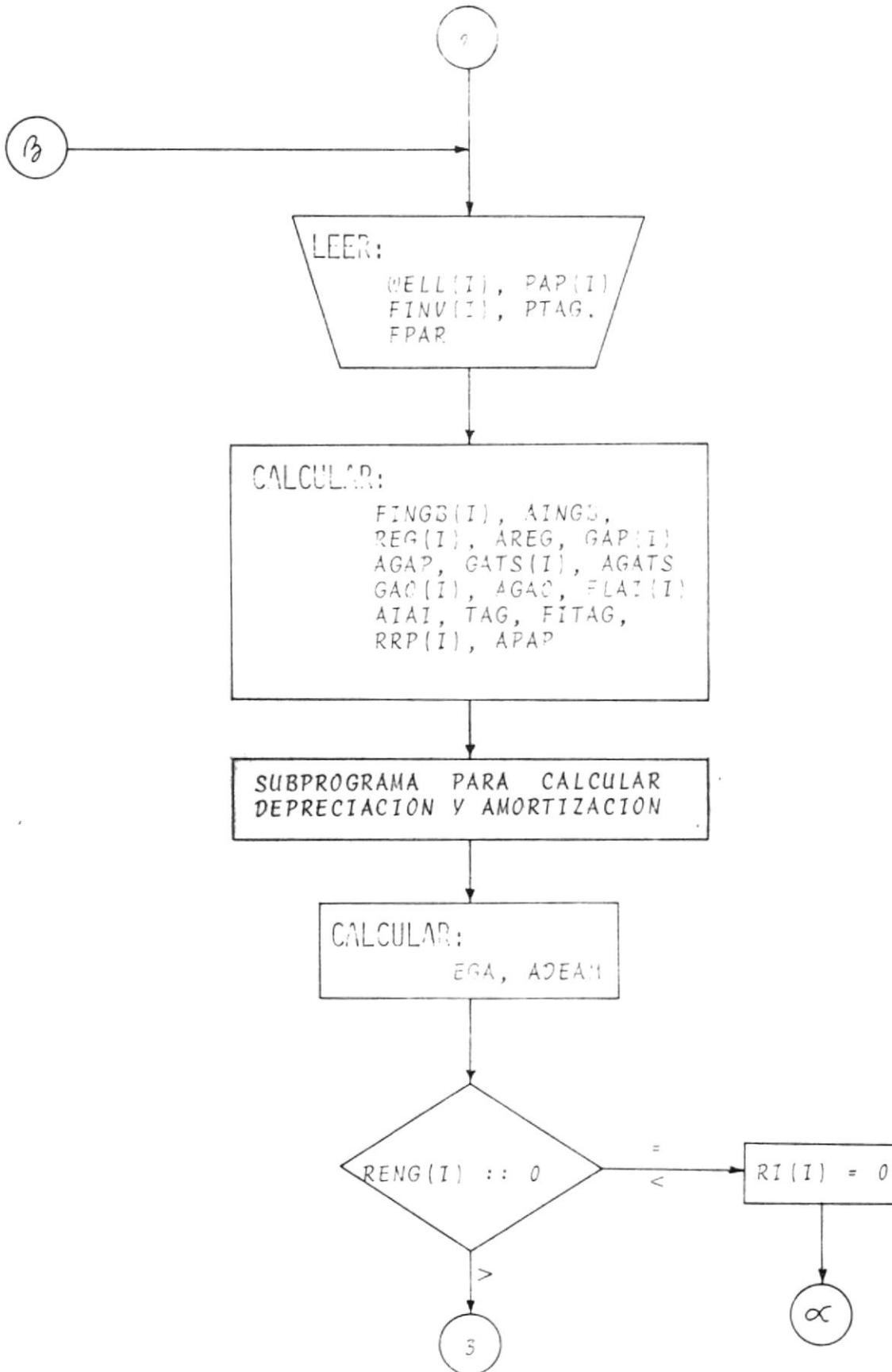
Los datos necesarios se dividen en cinco grupos, siguiente

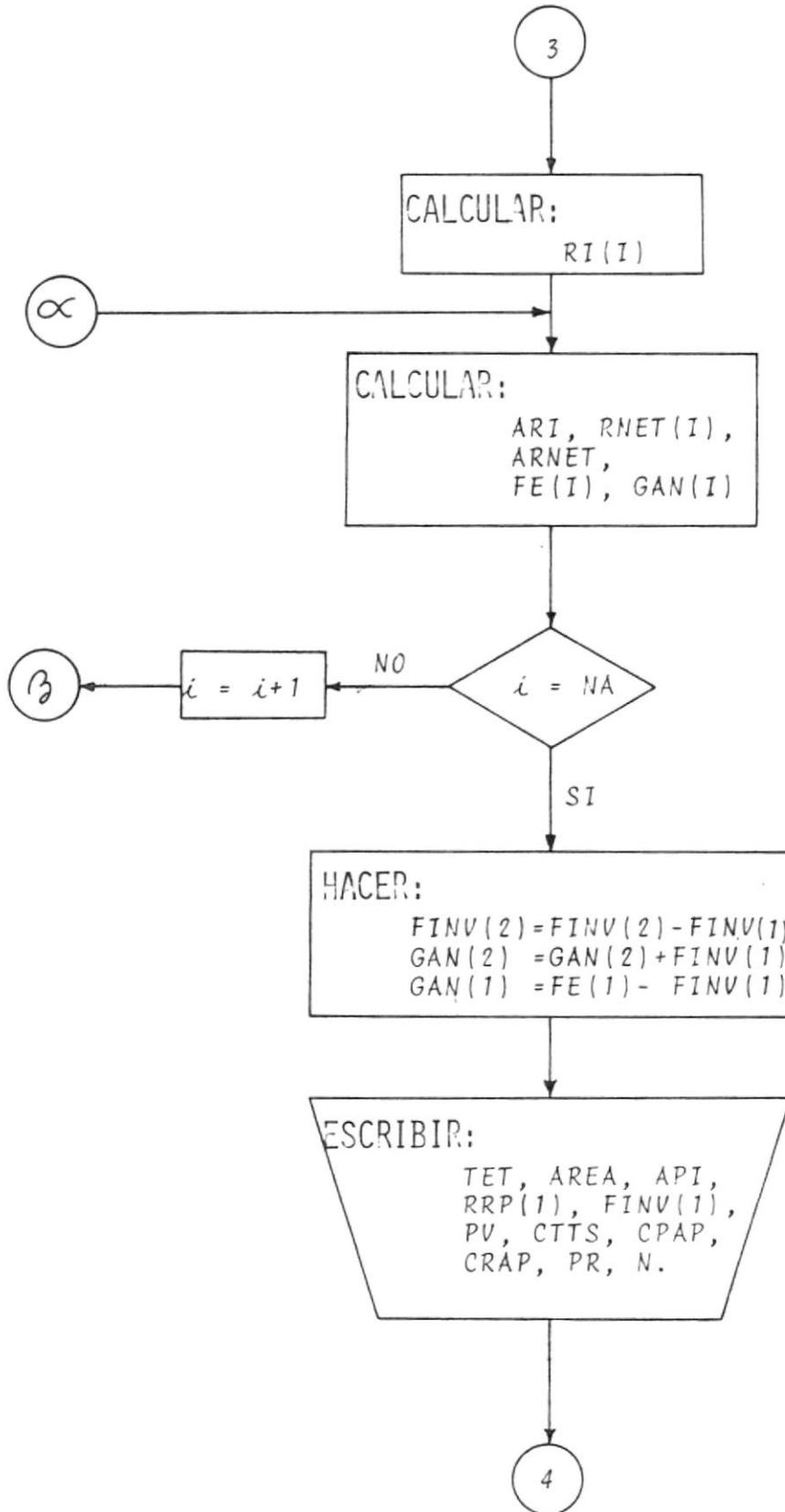
do la secuencia en que son leídos, y son los siguientes:

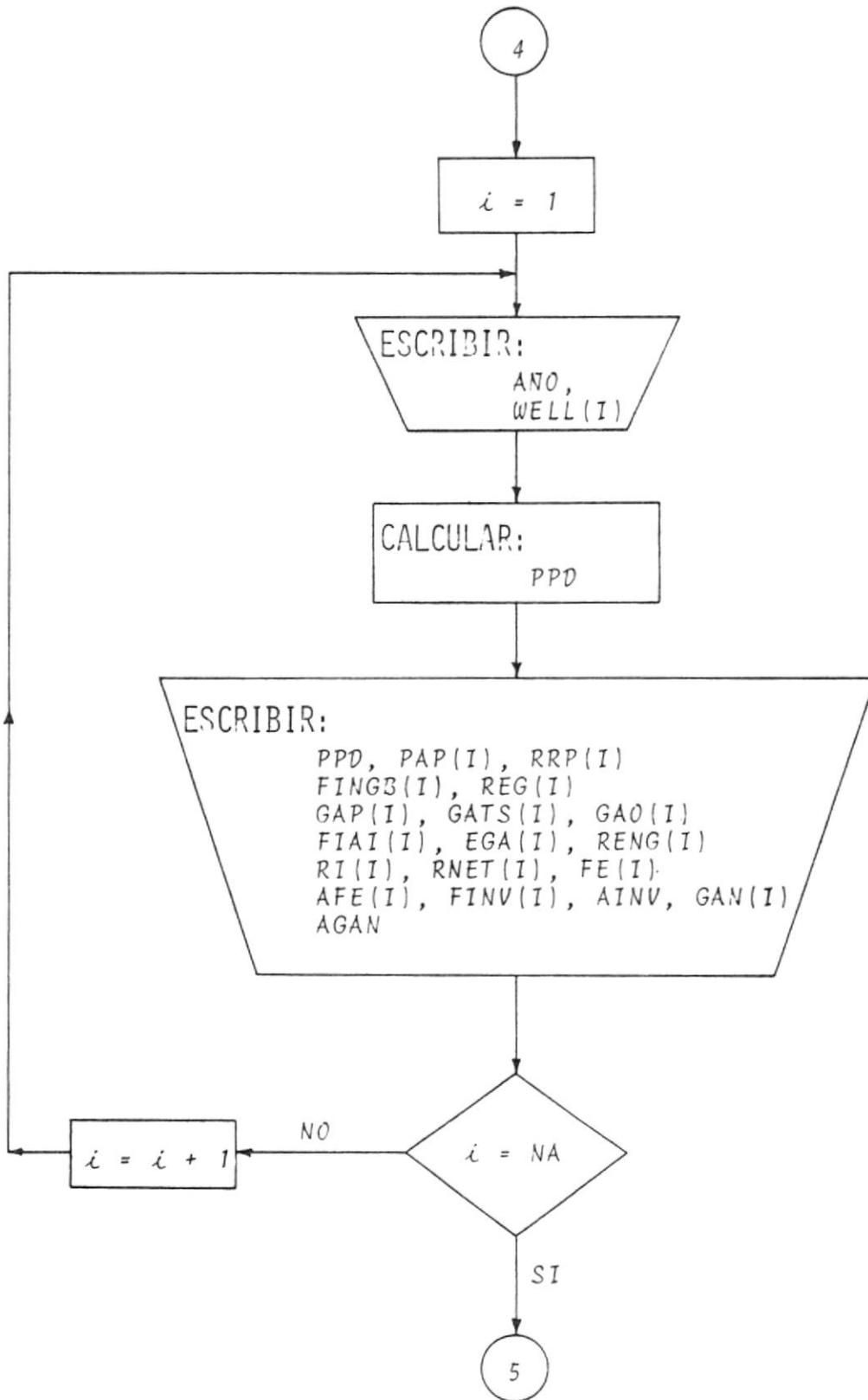
1. En la primera tarjeta de datos se suministra a la computadora el número de proyectos a estudiarse.
2. En la segunda tarjeta de datos se perforan las informaciones relacionadas con la identificación del proyecto, los cuales son: nombre del campo, Número total de pozos en el campo, gravedad del crudo, y área del campo.
3. En la tercera tarjeta se suministran los años de duración del proyecto; el precio de venta del petróleo; el costo de Tratamiento, transporte y sobrecostos; costo de producción por pozo; costo de reparación por pozo; reservas de petróleo; inversión inicial; el pago por regalía y la fracción del impuesto sobre la renta.
4. En las siguientes tarjetas (dependiendo del número de años del proyecto) se suministran en cada tarjeta los datos básicos por año, los cuales son los siguientes: pozos activos, producción anual de petróleo, inversión anual, porcentaje de la inversión en tangibles y fracción de pozos activos que se estima sean sometidos a reparación.
5. Las últimas tarjetas corresponderán a los valores indicados KK (de acuerdo a los índices económicos requeridos).

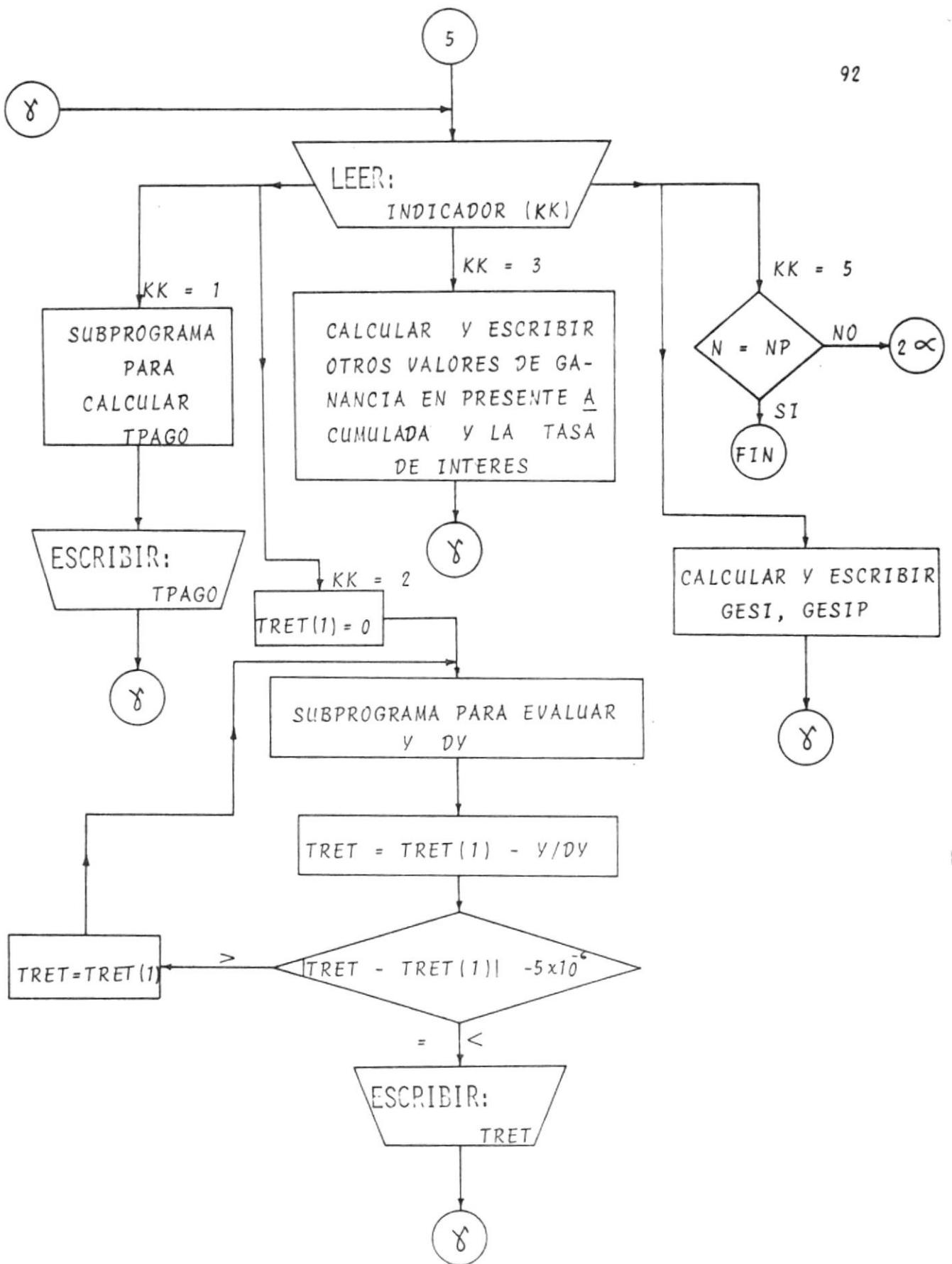
DIAGRAMA DE FLUJO DETALLADO



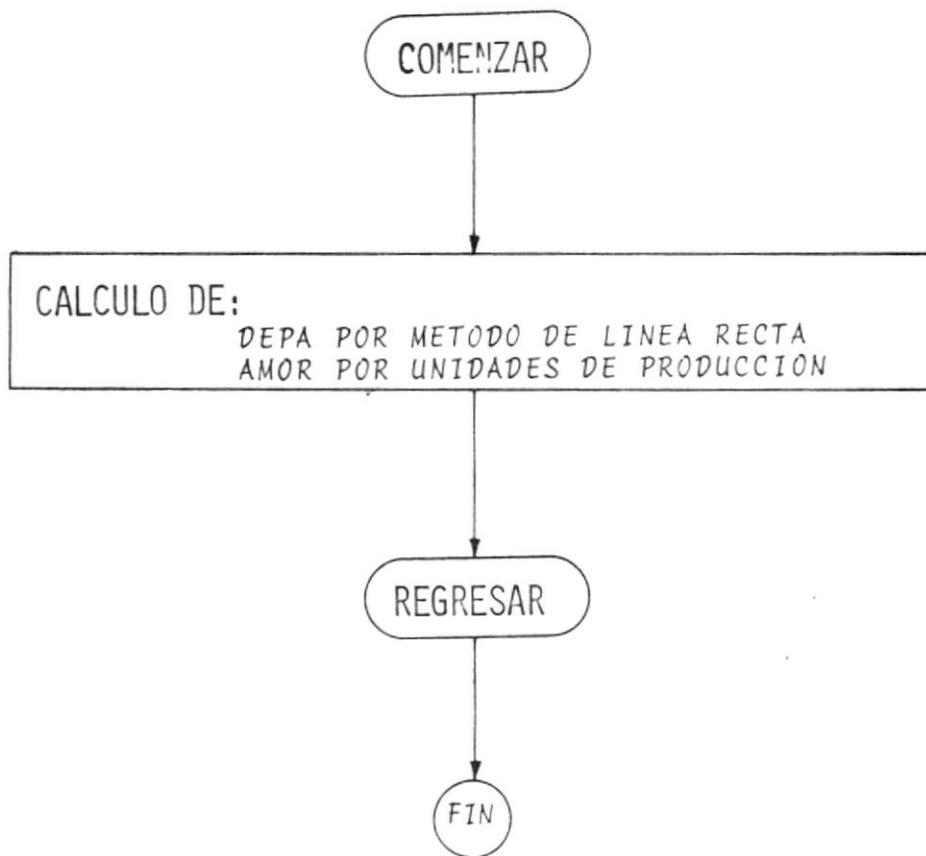




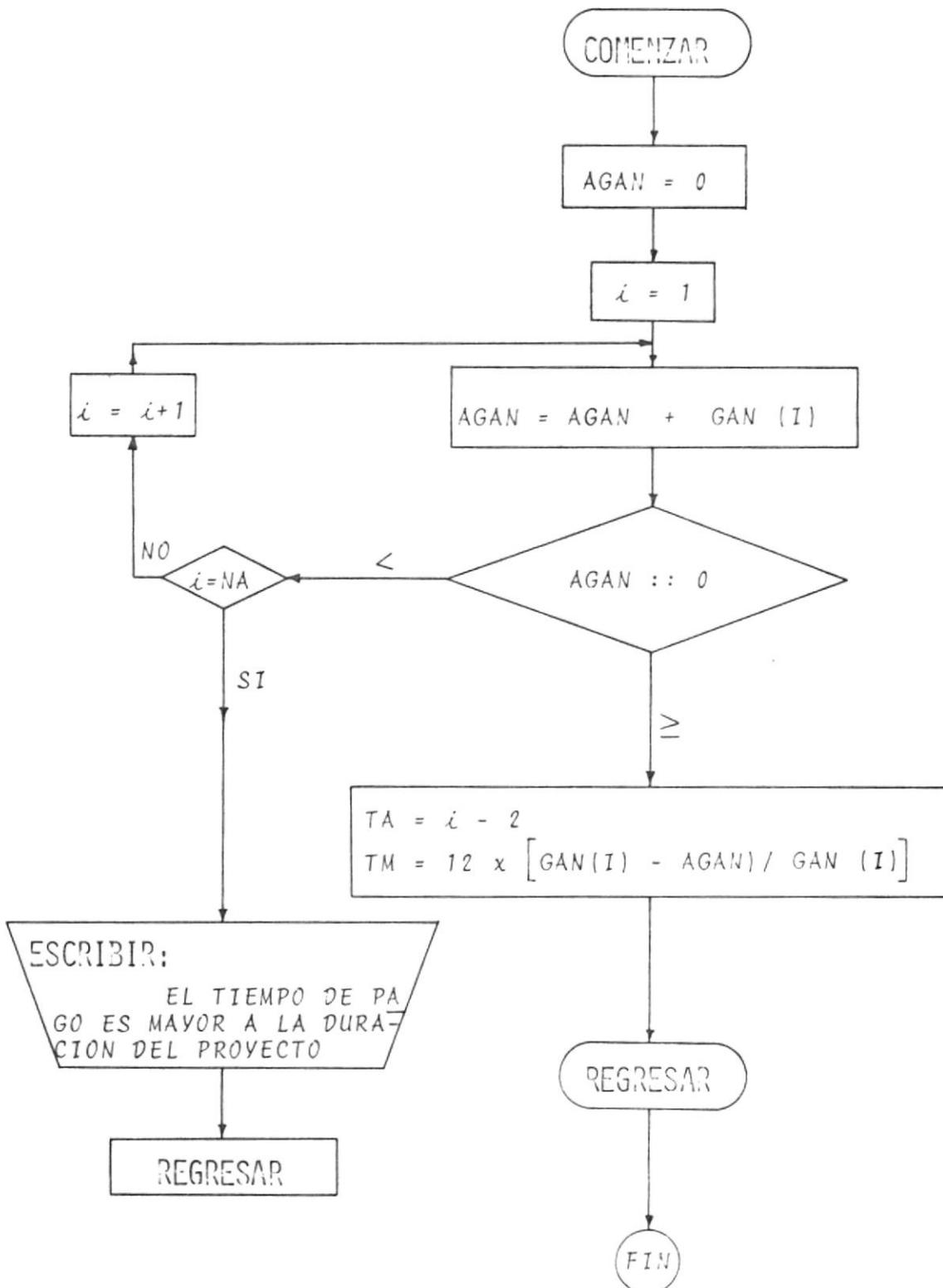


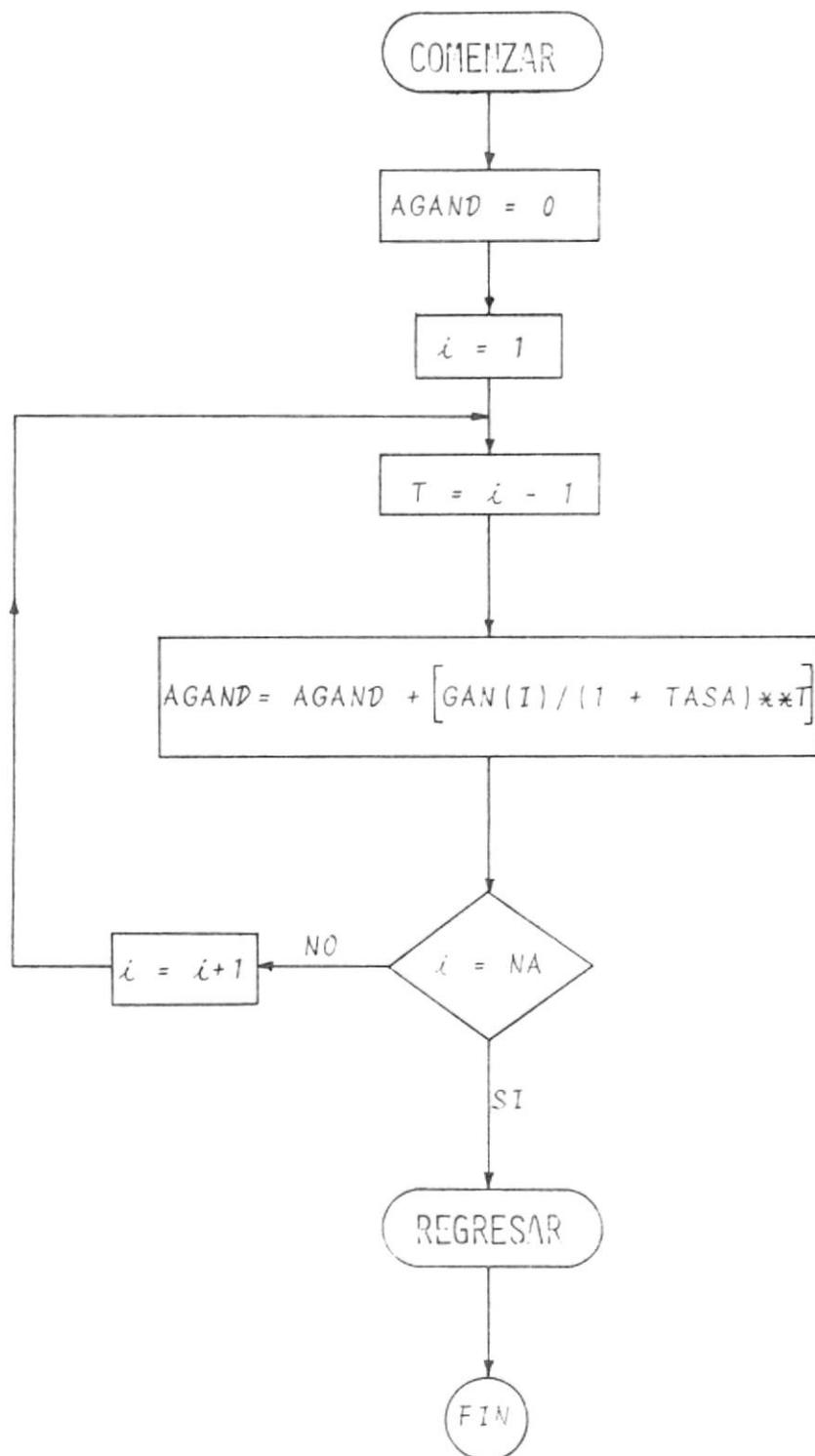


SUBPROGRAMA PARA CALCULAR DEPRECIACION  
Y AMORTIZACION



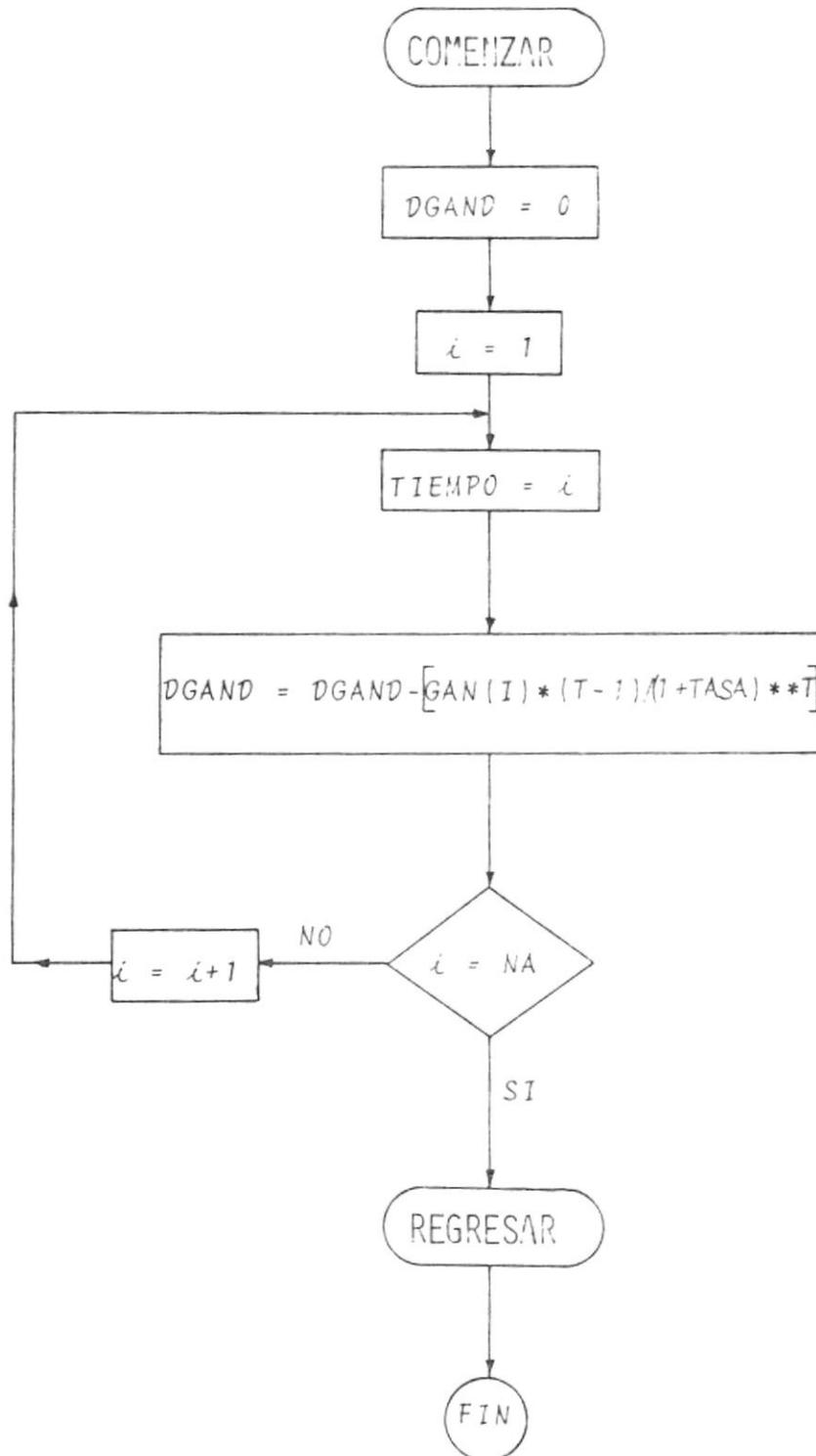
## SUBPROGRAMA PARA CALCULAR TIEMPO DE PAGO



SUBPROGRAMA PARA EVALUAR LA FUNCION  
GANANCIA

SUBPROGRAMA PARA EVALUAR LA DERIVADA DE LA  
FUNCION GANANCIA

96



6.5. LISTADO DEL PROGRAMA

PAGE 1

97

// JOB

LOG DRIVE    CART SPEC    CART AVAIL    PHY DRIVE  
0000            0008            0008            0000

V2 M10    ACTUAL    RK    CONFIG    RK

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS  
\*EXTENDED PRECISION  
\*LIST SOURCE PROGRAM

```

C *****
  SUBROUTINE AMDEP(TAG,T,DEPA,SALDO,FITAG,AMOR,RR,PP)
C *****
C    DEPRECIACION (DEPA) POR EL METODO DE LA LINEA RECTA. -----
  DEPA=DEPA+TAG/T
C    AMORTIZACION (AMOR) POR EL METODO DE UNIDADES DE PRODUCCION. -----
  SALDO=SALDO+FITAG
  AMOR=SALDO*PP/RR
  SALDO=SALDO-AMOR
  RETURN
  END

```

FEATURES SUPPORTED  
ONE WORD INTEGERS  
EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR AMDEP  
COMMON        0    VARIABLES        0    PROGRAM        56

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0000 (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

\*DELETE                    AMDEP  
D 26 NAME NOT FOUND IN LET/FLET

\*STORE            WS    UA    AMDEP  
CART ID 0008    DB ADDR 47CF    DB CNT    0005

PAGE 1

// JOB

98

LOG DRIVE      CART SPEC      CART AVAIL      PHY DRIVE  
0000            0008            0008            0000

V2 M10      ACTUAL      RK      CONFIG      RK

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS  
\*EXTENDED PRECISION  
\*LIST SOURCE PROGRAM

```
C *****  
C            SURROUTINE TPAGO(GAN,NA,TA,TM)  
C *****  
C            CALCULO DEL TIEMPO DE PAGO MEDIANTE SUBPROGRAMA (FLY). -----  
C            DIMENSION    GAN(21)  
C            AGAN=0.  
C            DO 1 I=1,NA  
C            AGAN=AGAN+GAN(I)  
C            IF(AGAN)1,2,2  
C            1 CONTINUE  
C            WRITE(3,200)  
C            200 FORMAT('1','      EL TIEMPO DE PAGO ES MAYOR A LA DURACION DEL PROYEC  
C            +TO ')  
C            RETURN  
C            2 TA=I-2  
C            TM=12.*(GAN(I)-AGAN)/GAN(I)  
C            RETURN  
C            END
```

FEATURES SUPPORTED  
ONE WORD INTEGERS  
EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR TPAGO  
COMMON            0    VARIABLES            6    PROGRAM            118

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0030 (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

\*DELETE                      TPAGO  
D 26 NAME NOT FOUND IN LET/FLET

\*STORE            WS    UA    TPAGO  
CART ID 0008      DR ADDR 4704      DR CNT 0009

PAGE 1

99

// JOB

LOG DRIVE	CART SPEC	CART AVAIL	PHY DRIVE
0000	0008	0008	0000

V2 M10 ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS  
 \*EXTENDED PRECISION  
 \*LIST SOURCE PROGRAM

```

C *****
C FUNCTION AGAND(GAN,NA,TASA)
C EVALUACION DE LA FUNCION A VALOR PRESENTE (AGAND). -----
  DIMENSION GAN(21)
  AGAND=0.
  DO 1 I=1,NA
    T=I-1
  1 AGAND=AGAND+GAN(I)/(1.+TASA)**T
  RETURN
  END

```

FEATIJRES SUPPORTED  
 ONE WORD INTEGERS  
 EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR AGAND  
 COMMON 0 VARIABLES 8 PROGRAM 62

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 000F (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

\*DELETE AGAND  
 D 26 NAME NOT FOUND IN LET/LEF

\*STORE WS UA AGAND  
 CART ID 0008 DR ADDR 4700 DR CNT 0005

PAGE 1

// JOB

100

LOG DRIVE    CART SPEC    CART AVAIL    PHY DRIVE  
0000            000R            000R            0000

V2 M10    ACTUAL    RK    CONFIG    RK

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS  
\*EXTENDED PRECISION  
\*LIST SOURCE PROGRAM

```

C *****
C        FUNCTION DGAND(GAN,NA,TASA)
C        *****
C        EVALUACION DE LA DERIVADA DE LA FUNCION (DGAND). -----
C        DIMENSION GAN(21)
C        DGAND=0.
C        DO 1 I=1,NA
C        T=I
C        1 DGAND=DGAND-GAN(I)*(T-1.)/(1.+TASA)**T
C        RETURN
C        END

```

FEATURES SUPPORTED  
ONE WORD INTEGERS  
EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR DGAND  
COMMON        0    VARIABLES        12    PROGRAM        68

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0013 (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

\*DELETE                    DGAND  
D 26 NAME NOT FOUND IN LET/LEF

\*STORE            WS    UA    DGAND  
CART ID 000R    DB ADDR 47E2    DB CNT 0006

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS  
\*EXTENDED PRECISION  
\*LIST SOURCE PROGRAM  
\*\* EVALUACION ECONOMICA DEL CAMPO ESPOL-1  
\*NAME WGNF  
\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

```

*****
*****
+++++ EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS PETROLIFEROS +++++
*****
*****

```

```

*****
..... INFORMACION ADICIONAL DEL PROYECTO .....
*****
*****

```

```

NP ES EL NUMERO TOTAL DE PROYECTOS A ESTUDIARSE. -----
NWELL ES EL NUMERO TOTAL DE POZOS PERFORADOS EN LA VIDA DEL CAMPO.
API ES LA GRAVEDAD DEL CRUDO EN GRADOS API. -----
AREA ES LA SUPERFICIE EXPLOTADA EN EL CAMPO EN HECTAREAS. -----
TIT ES EL NOMBRE DEL CAMPO DONDE SE EFECTUA EL ANALISIS ECONOMICO.
*****

```

```

*****
*****
+++++ INFORMACION BASICA DEL PROYECTO +++++
*****
*****

```

```

CPAP = COSTO ANUAL DE PRODUCCION POR POZO. -----
CRAP=COSTO ANUAL DE REPARACION POR POZO. -----
CTTS=COSTO POR TRANSPORTE-TRATAMIENTO DEL CRUDO Y SOBRECOSTOS ADM.
FINV(1)= INVERSION INICIAL. -----
FISR = FRACCION IMPUESTO SOBRE LA RENTA. -----
NA = AÑOS DE DURACION DEL PROYECTO. -----
PP = PAGO POR REGALIA. -----
PV = PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO CRUDO. -----
RRP(1)= RESERVAS PRORADAS DE PETROLEO EN EL CAMPO. -----

```

```

*****
*****
+++++ INFORMACION BASICA DE CADA AÑO +++++
*****
*****

```

```

FINV(I) = INVERSION DEL CAPITAL ANUAL. -----
PAP(I) = PRODUCCION DEL PETROLEO ANUAL. -----
FPAR = FRACCION DE POZOS ACTIVOS EN REPARACION. -----
PTAG = PORCENTAJE ANUAL DE LA INVERSION EN TANGIBLES. -----
WELL(I) = POZOS ACTIVOS ANUALMENTE. -----

```

```

DIMENSION WELL(21),PAP(21),RRP(21),FINV(21),FINGE(21),REG(21),GAP(
121),GATS(21),GAO(21),FIAI(21),FCA(21),RENG(21),PI(21),RNET(21),FE(
221),GAN(21),TIT(6)

```

```

READ(2,100) ND
100 FORMAT(I2)

```

```

N = 1

```

```

32 READ(2,101) TIT,NWELL,API,AREA
101 FORMAT(6A4,I4,F5.1,F7.0)

```

```

READ(2,102) NA,PV,CTTS,CRAP,CRAP,PPP(1),FINV(1),PR,FISR
102 FORMAT(I2,2F7.3,2F9.0,2F10.3,2F7.3)

```

```

NA=NA+1
AINGR=0.
AREG=0.
AGAP=0.
AGATS=0.
AGAO=0.
AIAI=0.
ARENG=0.
API=0.
APNET=0.
DEPA=0.
ADEAM=0.
ADAP=0.
SALDO=0.

```

```

C *****
C ++++++ ANALISIS ECONOMICO BASICO DEL PROYECTO ++++++
C *****

```

```

DO 1 I=2,NA
READ(2,103)WELL(I),PAP(I),FINV(I),RTAG,EPAP
103 FORMAT(F5.0,2F10.3,2F6.3)

```

```

C INGRESO BRUTO ANUAL (FINGR(I)) Y SU ACUMULADO (AINGR) -----

```

```

FINGR(I)=PV*PAP(I)
AINGR=AINGR+FINGR(I)

```

```

C COSTO REGALIA ANUAL (REG(I)) Y SU ACUMULADO (AREG) -----

```

```

REG(I)=PR*PAP(I)
AREG=AREG+REG(I)

```

```

C COSTO DE PRODUCCION ANUAL (GAP(I)) Y SU ACUMULADO (AGAP) -----

```

```

GAP(I)=WELL(I)*(CRAP+EPAP*CRAP)

```

```

C COSTOS POR TRANSPORTE-TRATAMIENTO-SOBRECOSTOS ADMINISTRATIVOS Y SU

```

```

C ACUMULADO, (GATS(I)) Y (AGATS) RESPECTIVAMENTE. -----

```

```

GATS(I)=CTTS*PAP(I)
AGATS=AGATS+GATS(I)

```

C COSTO ANUAL DE OPERACIONES (GAC(I)) Y SU ACUMULADO (AGAO). -----

GAC(I)=GAP(I)+GATS(I)  
AGAO=AGAO+GAC(I)

C INGRESOS ANTES IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y SU ACUMULADO, (FIAI(I)) Y  
C (AIAI) RESPECTIVAMENTE. -----

FIAI(I)=FINGR(I)-REG(I)-GAC(I)  
AIAI=AIAI+FIAI(I)

C TANGIBLES E INTANGIBLES DEL AÑO, (TAG) Y (FITAG) RESPECTIVAMENTE.-

TAG=PTAG\*FINV(I)  
FITAG=(1.0-PTAG)\*FINV(I)

C RESERVAS REMANENTES DE PETROLEO (RRP(I)). -----  
C PRODUCCION DEL PETROLEO ACUMULADA (APAP). -----

RRP(I)=RRP(1)-APAP  
APAP=APAP+PAP(I)

C A CONTINUACION SE CALCULAN LA DEPRECIACION (DEPA) POR EL METODO DE  
C LA LINEA RECTA Y LA AMORTIZACION (AMOR) POR EL METODO DE LAS UNIDA  
C DES DE PRODUCCION. -----

RR=RRP(I)  
DD=PAP(I)  
T=NA-I+1

C LA DEPRECIACION Y LA AMORTIZACION SON CALCULADAS EN SUBROUTINAS. --

CALL AMOR(TAG,T,DEPA,SALDO,FITAG,AMOR,RR,PP)

C EGRESOS APARENTES POR DEPRECIACION Y AMORTIZACION (FGA(I)) Y SU A-  
C CUMULADA (ADFAM). -----

FGA(I)=AMOR+DEPA  
ADFAM=ADFAM+FGA(I)

C INGRESOS ANUALES GRAVABLES (RENG(I)) Y SU ACUMULADA (ARENG). -----

RENG(I)=FIAI(I)-FGA(I)  
ARENG=ARENG+RENG(I)

C DETERMINAR SI ES APLICABLE O NO EL IMPUESTO SOBRE LA RENTA. -----

IF(RENG(I))20,20,21

C IMPUESTO SOBRE LA RENTA (RI(I)) Y SU ACUMULADA (ARI). -----

20 RI(I)=0,  
GO TO 300

21 RI(I)=FISR\*RENG(I)  
300 ARI=ARI+RI(I)

C RENTA OBTENIDA ANUALMENTE (RNET(I)) Y SU ACUMULADA (ARNET). -----

RNET(I)=RENG(I)-RI(I)  
ARNET=ARNET+RNET(I)

C FLUJO DE EFECTIVO (FF(I)). -----

FF(I)=RNET(I)+FGA(I)

C GANANCIA ANUAL (GAN(I)). -----

1 GAN(I)=FF(I)-FINV(I)

FINV(2)=FINV(2)-FINV(1)

GAN(2)=GAN(2)+FINV(1)

FF(1)=0.

GAN(1)=FF(1)-FINV(1)

WELL(1)=0.

PAR(1)=0.

FINGR(1)=0.

REG(1)=0.

GAP(1)=0.

GATS(1)=0.

GAC(1)=0.

FIAI(1)=0.

FGA(1)=0.

RENG(1)=0.

RI(1)=0.

RNET(1)=0.

C A PARTIR DE ESTE MOMENTO SE INICIA LA TABULACION DE LOS RESULTADOS

WRITE(3,200)

200 FORMAT('11',///,120('\*')/120('\*'))

WRITE(3,201)

201 FORMAT('1,35('\*'),' ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
+ 1,36('\*'),/36('\*'),' DPTO. DE ING. DE PETROLEOS  
+ 1,36('\*'),/36('\*'),' EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS PETROL  
+EROS 1,36('\*'),/120('\*'),/120('\*'))

WRITE(3,202)TIT

202 FORMAT('01',///,45X,'CAMPO 1,6A4,///')

WRITE(3,203)ARFA,NWELL,API,RRP(1),FINV(1),FISR

203 FORMAT('01',11X,'AREA EXPLORADA='F7.0,'HA',3X,'TOTAL DE POZOS='14,3  
1X,'API='F5.1,4X,'RESERVAS PRORADAS='F11.0//,26X,'INVERSION INICIA  
2L='F11.0,12X,'FRACCION IMP. RENTA='F5.3)

WRITE(3,204)PV,CTTS,CPAP,CPAP,PR,N

204 FORMAT('01',11X,'PRECIO DE VENTA='F6.2,3X,'COSTO TRAS-TRAT-SOBRECOS  
1TOS/BBL.=F5.2,3X,'COSTO PROD./POZO/ANC='E10.3//,26X,'COSTO REPARA  
2R./POZO='F10.3,5X,'REGALIA + EXP. TAX ='F5.2///120('\*')/45('\*'),4X  
3,'PROYECTO'13,5X,55('\*')/120('\*')//)

C TABULACION GENERAL DEL ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO EN ESTUDIO.

WRITE(3,205)

```

205 FORMAT(10I,1 -1,4X,1B0Z0S17Y,1B0Z0S10I16Y1P0D0UCC10N1,6X,1B0F0S0
1V0A0I0R0Y,1I0N0G0R00I0R0Y,1C0S0T00D0E17Y,1C0S0T00D0E11)
WRITE(3,206)
206 FORMAT(1 -1,1 AN0I12X,1A0T1V0S10R0Y,1D0I0A0R10I0X,1A0N0U0A10R0X,1R0E0M0A0N0E0N0T0E0S1
18Y,1R0R0U0T010I0Y,1R0E0G0A0L10A16Y,1P0R0D0U0C0I0N10R0Y,1**1,7X,7(1*1),10X,6(1*1
2),10Y,5(1*1),10Y,5(1*1),9X,8(1*1),9Y,5(1*1))
DO 2 I=1,NA
K=I-1
PPP=PAR(I)/365.
WRITE(3,207)K,WELL(I),PPP,PAR(I),PPP(I),FINGR(I),REG(I),GAR(I)
207 FORMAT(1 -1,14,3X,55,0,7X,F10.3,5Y,F12.5,3X,F12.5,3X,F12.5,4X,F12.5
1,3X,F12.5)
2 CONTINUE
WRITE(3,208)
208 FORMAT(10I,120(1*1))
WRITE(3,209)APAR,AINGR,AREG,AGAR
209 FORMAT(1 -1,1 TOTAL1,29X,F12.5,18X,F12.5,4X,F12.5,3X,E12.5,7/120(1*
1))
WRITE(3,200)
WRITE(3,210)
210 FORMAT(10I,1 -1,6X,10T0P0S1,9X,1C0S0T0S00D0E111Y,1I0N0G0R00S16X,1D0E0P0R0E0C1
1A0C0I0N17Y,1I0N0G0R0012X,1I0M0P0E0S0T01,8Y,1I0N0G0R001,7/1 AN0I5X,1C0S0T0S17X
2,1O0P0R0A0C0I0N0E0S17Y,1A0N0T0E0S00I0M0P0E0S0T01,8Y,1A0M0P0T1Z0A0C0I0N1,7X,1G0R0A0V0A0B0L0E1,
39Y,1S0R0P0E0L0A0R0E0N0T0A1,7X,1N0E0T01,7,4Y,5(1*1),6X,7(1*1),11X,7(1*1),14X
4,1**1,12X,7(1*1),8X,9(1*1),14X,7(1*1))

DO 3 I=1,NA
K=I-1
WRITE(3,211)K,GATS(I),GAO(I),FAIA(I),FGA(I),PFNG(I),RI(I),RNET(I)
211 FORMAT(1 -1,13,2X,2(F12.5,4X),2X,F12.5,2(5X,F12.5),6X,F12.5,5X,F12.
15)
2 CONTINUE
WRITE(3,208)
WRITE(3,212)AGATS,AGAO,AIAI,ADFAM,AREG,ARI,ARNET
212 FORMAT(7/1 -1,1 TOTAL1,2(F12.5,4X),2X,F12.5,2(5Y,F12.5),6X,F12.5,5X,E
112.5/,120(1*1),7/)
C FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO (AFF). -----
C INVERSION ANUAL ACUMULADA (AINV). -----
C GANANCIA ACUMULADA (AGAN). -----

AGAN=0.
AFF=0.
AINV=0.

WRITE(3,213)
213 FORMAT(10I,6X,2H -,6X,1FLUJO DE1,8X,1FLUJO DE1,28X,1INVERSION1,8X,
1GANANCIA1,10X,1GANANCIA NETA1/6X,1 AN0I5X,1EFECTIVO1,5X,1EFECTIV
20 ACUM.1,7X,1INVERSION1,9X,1ACUMULADO1,10X,1NETA1,14X,1ACUMULADA1/
36(1*1),4X,5(1*1),8Y,5(1*1),14Y,8(1*1),9X,8(1*1),9X,10(1*1),4X,14(1
4*1))

DO 4 I=1,NA
K=I-1
AFF=AFF+FE(I)
AINV=AINV+FINV(I)
AGAN=AGAN+GAN(I)
WRITE(3,214)K,FE(I),AFF,FINV(I),AINV,GAN(I),AGAN
214 FORMAT(1 -1,6X,13,2X,F12.5,4X,F12.5,7X,F12.5, 2(5X,E12.5),7X,E12.5)

```

4 CONTINUE

```
WRITE(3,208)
WRITE(3,208)
WRITE(3,200)
WRITE(3,215)N
```

```
215 FORMAT('0',40(' '),3X,'INDICES ECONOMICOS DEL PROYECTO',I3,3X,40(' '),1*')//120(' ')//)
```

CC

```
C
C KK ES UN INDICADOR PARA DETERMINAR LO QUE A CONTINUACION SE QUIERE
C SI KK = 1 CALCULA EL TIEMPO DE PAGO. ....
C SI KK = 2 CALCULA LA TASA DE RETORNO. ....
C SI KK = 3 CALCULA OTROS DATOS EMPLEADOS PARA REPRESENTACION GRAFI
C CA. ....
C SI KK = 4 CALCULA LOS INDICES ECONOMICOS GANANCIA/INVERSION PROME
C DIO Y GANANCIA/INVERSION. -----
C SI KK = 5 ENTONCES CONTINUA CON EL SIGUIENTE PROYECTO SI LO HAY O
C SI NO DA POR FINALIZADO EL PROGRAMA. -----
C
```

CC

```
22 READ(2,104)KK
104 FORMAT(I3)
```

```
C DEPENDIENDO DEL VALOR DE KK SE EFECTUAN LAS OPERACIONES SIGUIENTES
GO TO (50,51,52,53,54),KK
```

```
C CALCULO DEL TIEMPO DE PAGO DEL PROYECTO (TPAGO). -----
50 CALL TPAGO(GAN,NA,TA,TM)
WRITE(3,216)TA,TM
216 FORMAT('0',63X,'-',/44X,'TIEMPO DE PAGO='F4.0,'ANOS Y'F4.0,'MESES'
1//)
GO TO 22
```

```
C CALCULO DE LA TASA DE RETORNO DEL PROYECTO (TRET). -----
51 TPFT1=0.
25 Y=AGAND(GAN,NA,TRET1)
DY=DGAND(GAN,NA,TRET1)
TRET=TRET1-Y/DY
IF(ABS(TRET)-ABS(TRET1)-0.000005)23,23,24
24 TPFT1=TRET
GO TO 25
23 WRITE(3,217)TRET
217 FORMAT('0',43X,'TASA DE RETORNO='F8.5,//)
GO TO 22
```

```
C OTROS VALORES PARA LA GRAFICACION (TASA Y VALOR PRESENTE). -----
52 NN=1
29 TASA=TRET
28 Y=AGAND(GAN,NA,TASA)
WRITE(3,218)TASA,Y
218 FORMAT('0',31X,'TASA DE INTERES='F6.3,6X,'VALOR PRESENTE='E12.5)
IF(NN-3)26,27,27
26 NN=NN+1
```

PAGE 8

EVALUACION ECONOMICA DEL CAMPO ESPOL-1

```

TASA=TASA+0.05
GO TO 28
27 TRFT=TRFT-0.05
IF (TRFT) 22,22,29

C   CALCULO DE LOS INDICES ECONOMICOS GANANCIA/INVERSION Y GANANCIA/IN
C   VERSION PROMEDIO. -----

52 GFSI=AGAN/AINV
GFSIP=2.*GFSI
WRITE(3,219)GFSI,GFSIP
219 FORMAT('01,42X,'GANANCIA/INVERSION='F7.2,////44X,'GANANCIA/INVERSI
ION PROMEDIO'F7.2,/)
GO TO 22

C   DETERMINACION SI EXISTEN MAS PROYECTOS A ESTUDIAR. -----

54 IF (ND=N) 30,30,31
31 WRITE(3,208)
N=N+1
GO TO 32
30 CALL EXIT
END

```

FEATURES SUPPORTED  
ONE WORD INTEGERS  
EXTENDED PRECISION  
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR WGONE  
COMMON 0 VARIABLES 1166 PROGRAM 2032

END OF COMPILATION

// DUP

\*DELETE WGONE  
D 26 NAME NOT FOUND IN LET/LEF

\*STORE WS UA WGONE  
CART ID 0008 DR ADDR 47ER DR CNT 0088

// XEQ WGONE

\*\*\*\*\*  
 ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
 NPTO. DE ING. DE PETROLFOS  
 EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS PETROLEROS  
 \*\*\*\*\*

CAMPO FSPOL-1-SECCION 200.

AREA EXPLOTADA= 5000.HA TOTAL DE POZOS= 70 API= 2R.0 RESERVAS PROBADAS= 300000000.  
 INVERSION INICIAL= 250000000. FRACCION IMP. RENTA=0.400  
 POCIO DE VENTA= 13.70 COSTO TRAS-PORTA-SOPRESOSTOS/BRL.= 3.00 COSTO PROD./PCZO/ANO= 0.600F 05  
 COSTO DEBARRAC./POZO= 0.300F 06 REGALIA= 1.82

\*\*\*\*\* PROYECTO 1 \*\*\*\*\*

ANO	POZOS ACTIVOS	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	RESERVAS REMANENTES	INGRESO BRUTO	COSTO DE REGALIA	COSTO DE PRODUCCION
0	0	0.000F 00	0.00000F 00	0.30000F 09	0.00000F 00	0.00000F 00	0.00000F 00
1	40	0.021F 05	0.30000F 08	0.30000F 09	0.41100F 09	0.54750F 08	0.54000F 07
2	70	0.049F 05	0.31000F 08	0.27000F 09	0.42400F 09	0.56575F 08	0.73500F 07
3	70	0.076F 05	0.28000F 08	0.23000F 09	0.38340F 09	0.51100F 08	0.73500F 07
4	70	0.072F 05	0.26000F 08	0.21100F 09	0.35520F 09	0.47450F 08	0.84000F 07
5	70	0.057F 05	0.24000F 08	0.18500F 09	0.32800F 09	0.43800F 08	0.84000F 07
6	70	0.057F 05	0.21000F 08	0.16100F 09	0.28770F 09	0.38325F 08	0.84000F 07
7	70	0.031F 05	0.18000F 08	0.14000F 09	0.24660F 09	0.32800F 08	0.94500F 07
8	70	0.038F 05	0.16000F 08	0.12200F 09	0.21920F 09	0.29200F 08	0.10500F 08
9	70	0.038F 05	0.14000F 08	0.10600F 09	0.19180F 09	0.25580F 08	0.10500F 08
10	70	0.028F 05	0.12000F 08	0.09200F 09	0.16440F 09	0.21900F 08	0.12600F 08
TOTAL			0.22000F 09		0.30139F 10	0.40149E 09	0.88350E 08

ANO	OTROS COSTOS	COSTOS DE OPERACIONES	INGRESOS ANTES IMPUESTO	DEPRECIACION AMORTIZACION	INGRESO GRAVABLE	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	INGRESO NETO
0	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00
1	0.00000E 00	0.75400E 00	0.26085E 09	0.40000E 00	0.22085E 09	0.48340E 00	0.13251E 09
2	0.00000E 00	0.10035E 00	0.26777E 09	0.49377E 00	0.21839E 09	0.47358E 00	0.13103E 09
3	0.00000E 00	0.91350E 00	0.24115E 09	0.45916E 00	0.18833E 09	0.75333E 00	0.11297E 09
4	0.00000E 00	0.86400E 00	0.22235E 09	0.54479E 00	0.16787E 09	0.67148E 00	0.10072E 09
5	0.00000E 00	0.80400E 00	0.20440E 09	0.55674E 00	0.14892E 09	0.59569E 00	0.89353E 00
6	0.00000E 00	0.71400E 00	0.17797E 09	0.55692E 00	0.12229E 09	0.48912E 00	0.73367E 00
7	0.00000E 00	0.43450E 00	0.15030E 09	0.55142E 00	0.95157E 00	0.38062E 00	0.57094E 00
8	0.00000E 00	0.58500E 00	0.13150E 09	0.55259E 00	0.76240E 00	0.30496E 00	0.45744E 00
9	0.00000E 00	0.52500E 00	0.11370E 09	0.55936E 00	0.57813E 00	0.23125E 00	0.34688E 00
10	0.00000E 00	0.48400E 00	0.09900E 00	0.58332E 00	0.35567E 00	0.14227E 00	0.21340E 00
TOTAL	0.66000E 00	0.74895E 00	0.18641E 10	0.53271E 09	0.13314E 10	0.53257E 09	0.79846E 09

ANO	RENTA DE FERIA	RENTA DE FERIA ACUMULADA	IMPUESTO ACUMULADO	GANANCIA ACUMULADA
0	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00	0.00000E 00
1	0.17251E 00	0.17251E 00	0.05000E 00	0.22251E 00
2	0.18041E 00	0.35292E 00	0.06000E 00	0.29292E 00
3	0.16591E 00	0.51883E 00	0.07000E 00	0.36883E 00
4	0.15500E 00	0.67383E 00	0.08000E 00	0.44883E 00
5	0.14500E 00	0.81883E 00	0.09000E 00	0.53883E 00
6	0.13000E 00	0.94883E 00	0.10000E 00	0.63883E 00
7	0.11200E 00	1.06083E 00	0.11000E 00	0.74883E 00
8	0.10100E 00	1.16183E 00	0.12000E 00	0.86883E 00
9	0.09474E 00	1.25657E 00	0.13000E 00	0.99857E 00
10	0.09474E 00	1.35131E 00	0.14000E 00	1.13857E 00



## CAPITULO 7

### CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, NOMENCLATURA, TABLAS Y BIBLIOGRAFIA

#### 7.1. CONCLUSIONES

1. Del análisis de los resultados obtenidos concluimos que a pesar de haber utilizado ciertos datos supuestos el estudio tiende a ser satisfactorio.
2. La Ganancia Neta Acumulada es de USA\$ 745'570.000 y la Inversión Acumulada USA \$ 586'000.000; a través de los 10 años de duración del proyecto.
3. El Tiempo de Pago es de 3 años lo que indica que el capital invertido será recuperado durante este período.
4. La Tasa de Retorno es de 34.092%, Ganancia/Inversión = 1.27 y la Ganancia/Inversión Promedio = 2.54. Lo que nos indica que el Proyecto es perfectamente Rentable.

## 7.2. RECOMENDACIONES

Una vez finalizado el análisis económico del proyecto, se recomienda:

1. Realizar el análisis económico con otros índices de Rentabilidad y diferentes alternativas para de esta manera comparar los resultados.
2. Hacer un estudio profundo sobre las leyes tributarias que influyen sobre las actividades de las empresas petroleras en nuestro país.
3. Confeccionar una tabla en la que consten los años de vida útil de los equipos utilizados por la Industria Petrolera en el Ecuador, para de esta manera facilitar las operaciones de Depreciación.
4. Realizar un estudio sobre las Curvas de Declinación y su influencia en el análisis económico de proyectos petroleros.

T A B L A S 1

FACTORES DE DECLINACION

EXPONENCIAL

HIPERBOLICA

ARMONICA

FACTORES DECLINACION EXPONENCIAL  $h = \infty$

PORCENTAJE DE DECLINACION INICIAL ANUAL ( $a_i$ )

AÑO	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1	0.90484	0.8607	0.81873	0.77880	0.74082	0.70468	0.67032	0.63763	0.60653
2	81873	74082	67032	60653	54881	49658	44932	40657	36787
3	74082	63763	54881	47236	40657	34993	30119	25924	22313
4	67032	54881	44932	36787	30119	24659	20189	16530	13533
5	60653	47236	36787	28650	22313	17377	13533	10539	8208
6	54881	40657	30119	22313	16530	12245	9071	6720	4978
7	49658	34994	24659	17377	12245	8629	6081	4285	3019
8	44932	30119	20189	13533	9072	6081	4076	2732	1831
9	40657	25924	16530	10539	6720	4285	2732	1742	1111
10	36787	22313	13533	8208	4978	3019	1831	1111	6674
11	3287	19205	11080	6393	3688	2128	1228	0708	0408
12	30119	16530	9071	4978	2732	1499	0823	0451	0247
13	27253	14227	7427	3877	2024	1056	0551	0288	00150
14	24659	12245	6081	3019	1499	0744	0369	0183	00091
15	22313	10540	4978	2352	1111	0524	0247	0117	00055
16	20189	9072	4076	1831	0823	0369	0166	0074	00033
17	18268	7808	3337	1426	0609	0260	0111	0042	00020
18	16530	6720	2732	1111	0451	0183	0074	0030	00012
19	14957	5784	2237	0865	0334	0129	0050	0019	00007
20	13533	4978	1631	6674	0247	0091	0033	0012	00004
21	12245	4285	1499	0524	0183	0064	0022	0007	
22	11080	3688	1228	0408	0136	0045	0015	00005	
23	10026	3174	1005	0315	0100	0037	0010		
24	9071	2732	0823	0247	0074	0022	0006		
25	8208	2352	0673	0123	0055	0016	0004		
26	7427	2024	0551	0150	0041	0011			
27	6720	1742	0452	0117	0030	0008			
28	6081	1499	0369	0091	0022	0005			
29	5502	1291	0302	0071	0016				
30	4973	1111	0247	0055	0012				

FACTORES DE DECLINACION HIPERBOLICA  $h=Z$ PORCENTAJE DE DECLINACION INICIAL ANUAL ( $a_i$ )

AÑO	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1	0.90702	0.86532	0.82644	0.79012	0.75614	0.72430	0.69444	0.66638	0.64000
2	82644	75614	69444	64000	59171	54869	51020	47532	44444
3	75614	66638	59171	52892	47562	42999	39062	35642	32653
4	69444	59171	51020	44444	39062	34602	30864	27700	25000
5	64000	52892	44444	37869	32653	28444	25000	22145	19753
6	59171	47562	39062	32653	27700	23795	20661	18107	16000
7	54369	42999	34602	28444	23795	20199	17361	15081	13223
8	51020	39062	30864	25000	20661	17361	14792	12755	11111
9	47562	35642	27700	22145	18107	15081	12755	10928	09467
10	44444	32633	25000	19753	16000	13223	11111	09467	08163
11	41623	30024	22675	17728	14239	11688	09765	08281	07111
12	39062	27700	20661	16000	12755	10405	08650	07304	06250
13	36730	25636	18903	14512	11490	09323	07716	06491	05536
14	34602	23795	17361	13223	10405	08401	06925	05806	04938
15	32653	22145	16000	12098	09167	07609	06250	05224	04432
16	30864	20661	14792	11111	08650	06925	05668	04725	04000
17	29218	19321	13717	10239	07934	06328	05165	04295	03628
18	27700	18107	12755	09167	07304	05806	04725	03921	03305
19	26298	17004	11899	08779	06746	05345	04340	03593	03024
20	25000	16000	11111	08165	06250	04938	04000	03305	02777
21	23795	15081	10405	07609	05806	04575	03698	03051	02560
22	22675	14239	09765	07111	05408	04251	03429	02824	02366
23	21635	13466	09182	06659	05049	03960	03183	02622	02194
24	20661	12755	08650	06250	04725	03698	02972	02441	02040
25	19753	12098	08163	05876	04432	03461	02777	02278	01902
26	18903	11490	07716	05536	04164	03246	02601	02131	01777
27	18107	10928	07304	05224	03921	03051	02441	01997	01664
28	17361	10405	06925	04938	03698	02872	02295	01876	01562
29	16659	09920	06574	04674	03493	02709	02162	01765	01469
30	16000	09467	06250	04432	03305	02560	02040	01664	01384

## FACTORES DE DECLINACION ARMONICA h = 1

## PORCENTAJE DE DECLINACION INICIAL ANUAL

ANO	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1	0.90909	0.86956	0.83333	0.80000	0.76923	0.74074	0.71428	0.68965	0.66666
2	83333	76923	71428	66666	62500	58823	55555	52631	50000
3	76923	68965	62500	57141	52631	48780	45454	42553	40000
4	71428	62500	55555	50000	45454	41666	38461	35714	33333
5	66666	57142	50000	44444	40000	36363	33333	30769	28571
6	62500	52631	45454	40000	35714	32258	29411	27027	25000
7	58823	48780	41666	36363	32258	28985	26315	24096	22222
8	55555	45454	38461	33333	29411	26315	23809	21739	20000
9	52631	42553	35714	30769	27027	24096	21739	19801	18181
10	50000	40000	33333	28571	25000	22222	20000	18181	16666
11	47619	37735	31250	26666	23255	20618	18518	16806	15384
12	45454	35714	29411	25000	21739	19230	17241	15625	14285
13	43478	33898	27777	23529	20408	18018	16129	14598	13333
14	41666	32258	26315	22222	19230	16949	15151	13698	12500
15	40000	30769	25000	21052	18181	16000	14285	12903	11764
16	38461	29411	23809	20000	17241	15151	13513	12195	11111
17	37037	28169	22727	19047	16393	14388	12820	11560	10526
18	35714	27027	21739	18181	15625	13698	12195	10589	10000
19	34482	25974	20833	17391	14925	13071	11627	10471	09523
20	33333	25000	20000	16666	14285	12500	11111	10000	09090
21	32258	24096	19230	16000	13698	11976	10638	09569	08695
22	31250	23255	18518	15384	13157	11494	10204	09174	08333
23	30303	22471	17857	14814	12658	11049	09803	08810	08000
24	29411	21739	17241	14285	12195	10638	09433	08474	07692
25	28571	21052	16666	13793	11764	10256	09090	08163	07407
26	27777	20408	16129	13333	11363	09900	08771	07874	07142
27	27027	19801	15625	12903	10989	09569	08474	07604	06896
28	26315	19230	15151	12500	10638	09259	08196	07352	06666
29	25641	18691	14705	12121	10309	08968	07936	07117	06451
30	25000	18181	14285	11764	10000	08695	07692	06896	06250

A FINAL DE AÑO

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE

T A B L A S 2

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
1	990	980	971	962	952	943	935	926	917	909
2	960	951	943	925	907	890	873	857	842	826
3	971	942	915	889	864	840	816	794	772	751
4	961	924	888	855	823	792	763	735	708	683
5	951	906	863	822	784	747	713	681	650	621
6	942	896	837	790	746	705	666	630	596	564
7	933	871	813	760	711	665	623	583	547	513
8	923	853	789	731	677	627	582	540	502	467
9	914	837	766	703	645	592	544	500	460	424
10	905	820	744	676	614	558	508	463	422	386
11	896	804	722	650	585	527	475	429	388	350
12	887	786	701	625	557	497	444	397	356	319
13	879	773	681	601	530	469	415	368	326	290
14	870	758	651	577	505	442	388	340	299	263
15	861	743	642	555	481	417	362	315	275	239
16	853	728	623	534	458	394	339	292	252	218
17	844	714	605	513	436	371	317	270	231	198
18	836	700	587	494	416	350	296	250	212	180
19	828	686	570	475	396	331	277	232	194	164

## FACTORES DE VALOR ACTUAL 0 PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
20	0.820	673	554	456	377	312	258	215	178	149
21	811	660	538	439	359	294	242	199	164	135
22	802	647	522	422	342	278	226	184	150	123
23	795	634	507	406	326	262	211	170	133	112
24	788	622	492	390	310	247	197	158	126	102
25	780	610	478	375	295	233	184	146	116	092
26	772	598	464	361	281	220	172	135	106	084
27	764	586	450	347	268	207	161	125	098	076
28	757	574	437	333	255	196	150	116	090	069
29	749	563	424	321	243	185	141	107	082	063
30	742	552	412	308	231	174	132	099	075	057
31	735	541	400	296	220	164	123	092	069	052
32	727	531	388	285	210	155	115	085	063	047
33	720	520	377	274	200	146	107	079	058	043
34	713	510	366	264	190	138	100	073	053	039
35	706	500	355	253	181	130	094	068	049	036
36	699	490	345	244	173	123	088	063	045	032
37	692	481	335	234	164	116	082	058	041	029
38	685	471	325	225	157	109	076	054	038	027

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
39	0.678	452	316	217	149	103	071	050	035	024
40	672	443	307	208	142	097	067	046	032	022
41	665	434	298	200	135	092	062	043	029	020
42	658	425	289	193	129	087	058	039	027	018
43	652	417	281	185	123	082	055	037	025	017
44	645	410	272	178	117	077	051	034	023	015
45	639	410	264	171	111	073	048	031	021	014
46	633	402	257	165	106	069	044	029	019	012
47	626	394	249	158	101	065	042	027	017	011
48	620	387	242	152	096	061	039	025	016	010
49	614	379	235	146	092	058	036	023	015	009
50	609	372	228	141	087	054	034	021	013	009

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
1	0.901	893	885	877	870	862	855	847	840	833
2	812	797	783	769	756	743	731	718	706	694
3	731	712	693	675	658	641	624	609	593	579
4	659	630	613	592	572	552	534	516	499	482
5	593	567	543	519	497	476	456	437	419	402
6	535	507	480	456	432	410	390	370	352	335
7	482	452	425	400	376	354	333	314	296	279
8	434	404	376	351	327	305	285	266	249	233
9	391	361	333	308	284	263	243	225	209	194
10	352	322	295	270	247	227	209	191	176	162
11	317	287	261	237	215	195	178	162	148	135
12	286	257	231	206	187	168	152	137	124	112
13	258	229	204	182	163	145	130	116	104	093
14	232	205	181	160	141	125	111	099	088	078
15	209	183	160	140	123	108	095	084	074	065
16	188	163	141	123	107	093	081	071	062	054
17	170	146	125	108	093	080	069	060	052	045
18	153	130	111	095	081	069	059	051	044	038
19	138	116	098	083	070	060	051	043	037	031

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
20	0.124	104	087	073	061	051	043	037	031	026	026
21	112	093	077	064	053	044	037	031	026	022	022
22	101	083	068	056	046	036	032	026	022	018	018
23	091	074	060	049	040	033	027	022	018	015	015
24	082	066	053	043	035	028	023	019	015	013	013
25	074	059	047	038	030	024	020	016	013	010	010
26	066	053	042	033	026	021	017	014	011	009	009
27	060	047	037	029	023	018	014	011	009	007	007
28	054	042	033	026	020	016	012	010	008	006	006
29	048	037	029	022	017	014	011	008	006	005	005
30	044	033	026	020	015	012	009	007	005	004	004
31	039	030	023	017	013	010	008	005	005	004	004
32	035	027	020	015	011	009	007	005	004	003	003
33	032	024	018	013	010	007	006	004	003	002	002
34	029	021	015	012	009	006	005	004	003	002	002
35	026	019	014	010	008	006	004	003	002	002	002
36	023	017	012	009	007	005	004	003	002	001	001
37	021	015	011	008	006	004	003	002	002	001	001
38	019	013	010	007	006	004	003	002	002	001	001

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

<u>Año</u>	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
39	0.017	0.012	0.009	0.006	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001	0.001
40	0.015	0.011	0.008	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001
41	0.014	0.010	0.007	0.005	0.003	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
42	0.012	0.009	0.006	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000
43	0.011	0.008	0.005	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000
44	0.010	0.007	0.005	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
45	0.009	0.006	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
46	0.008	0.005	0.004	0.002	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000
47	0.007	0.005	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000
48	0.007	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000
49	0.006	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
50	0.005	0.003	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
1	0.800	769	741	714	690	667
2	640	592	549	510	476	444
3	512	455	406	364	328	296
4	410	350	301	260	226	198
5	328	269	223	186	156	132
6	262	207	165	133	108	88
7	210	159	122	95	74	59
8	168	122	91	68	51	39
9	134	94	67	48	35	26
10	107	73	50	35	24	17
11	86	56	37	25	17	12
12	69	43	27	18	12	8
13	55	33	20	13	8	5
14	44	25	15	9	6	3
15	35	20	11	6	4	2
16	28	15	8	5	3	2
17	23	12	6	3	2	1
18	18	9	5	2	1	1
19	14	7	3	2	1	0

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

<u>Año</u>	0.26	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
N	0.26	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
20	0.012	0.035	0.02	0.01	0.01	0.00
21	0.09	0.04	0.02	0.01	0.00	0.00
22	0.07	0.03	0.01	0.01	0.00	0.00
23	0.06	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00
24	0.05	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00
25	0.04	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
26	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
27	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año

N	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00
1	0.525	536	556	526	500	444	400	364	333
2	391	346	309	277	250	198	160	132	111
3	244	204	171	146	125	088	064	048	037
4	153	120	095	077	063	039	026	017	012
5	095	070	053	040	031	017	010	006	004
6	060	041	029	021	016	008	004	002	001
7	029	024	016	011	008	003	002	001	000
8	023	014	009	006	004	002	001	000	000
9	015	008	005	003	002	001	000	000	000
10	009	005	003	002	001	000	000	000	000
11	006	003	002	001	000	000	000	000	000
12	004	002	001	000	000	000	000	000	000
13	002	001	000	000	000	000	000	000	000
14	001	001	000	000	000	000	000	000	000
15	001	000	000	000	000	000	000	000	000
16	001	000	000	000	000	000	000	000	000

TABLAS 3

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE

A MITAD DE AÑO

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
1	0.995	990	985	981	976	971	957	962	958	953
2	985	971	957	943	929	916	903	891	879	867
3	975	952	929	907	885	864	844	825	806	788
4	966	932	902	872	843	816	789	764	740	716
5	956	915	875	838	803	769	738	707	679	651
6	947	897	850	806	765	726	689	655	623	592
7	937	879	825	775	728	685	644	606	571	538
8	928	862	801	745	694	646	602	561	524	489
9	919	845	778	717	661	609	563	520	481	445
10	910	829	755	689	629	575	526	481	441	404
11	901	812	733	662	599	542	491	446	405	368
12	892	790	712	637	571	512	459	413	371	334
13	883	781	691	612	543	483	429	382	341	304
14	874	765	671	589	518	455	401	354	312	276
15	866	750	651	566	493	430	375	328	287	251
16	857	736	632	544	469	405	350	303	263	228
17	849	721	614	524	447	382	327	281	241	208
18	840	707	596	503	426	361	306	260	221	189
19	832	693	579	484	406	340	286	241	203	171

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
20	0.824	590	562	465	386	321	267	223	185	156
21	815	666	546	448	368	303	250	206	171	142
22	807	653	530	430	350	286	233	191	157	129
23	799	640	514	414	334	270	218	177	144	117
24	791	628	499	398	318	254	204	164	132	105
25	784	616	485	383	303	240	191	152	121	97
26	776	604	471	368	286	226	178	141	111	88
27	768	592	457	354	274	213	166	130	102	80
28	761	580	444	340	261	201	156	120	93	73
29	753	569	431	327	249	190	145	110	86	66
30	746	558	418	314	237	179	136	103	79	60
31	738	547	405	302	226	169	127	96	72	55
32	731	536	394	291	215	160	119	89	66	50
33	724	525	383	280	205	151	111	82	61	45
34	717	515	371	269	195	142	104	76	56	41
35	709	505	361	258	186	134	97	70	51	37
36	702	495	350	248	177	125	91	65	47	34
37	695	485	340	238	168	119	85	60	43	31
38	689	476	330	230	160	112	79	56	39	28
39	682	467	320	221	153	106	74	52	36	25

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
40	0.675	457	313	212	146	100	069	048	033	023
41	668	443	302	204	139	994	065	044	030	021
42	662	440	293	196	132	089	060	041	028	019
43	655	431	285	189	126	084	056	038	026	017
44	649	423	276	182	120	079	053	035	024	016
45	642	414	268	175	114	075	049	033	022	014
46	636	406	261	168	109	071	046	030	020	013
47	630	399	253	161	103	067	043	028	018	012
48	623	390	246	155	099	063	040	026	017	011
49	617	383	238	149	094	059	038	024	015	010
50	611	375	232	143	089	056	035	022	014	009

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
N	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
1	0.949	945	941	937	933	928	925	921	917	913
2	855	844	832	822	811	800	790	780	770	761
3	770	753	737	721	705	690	675	661	647	634
4	694	673	652	632	613	595	577	560	544	528
5	625	601	577	555	533	513	493	475	457	440
6	553	536	511	486	464	442	422	402	384	367
7	507	479	452	427	403	381	360	341	323	306
8	457	427	400	374	351	329	308	289	271	255
9	412	382	354	328	305	283	263	245	228	212
10	371	341	313	288	265	244	225	208	192	177
11	334	304	277	253	231	210	192	176	161	147
12	301	272	245	222	200	181	164	149	135	123
13	271	243	217	194	174	156	141	126	114	102
14	244	217	192	171	152	135	120	107	096	085
15	220	193	170	150	132	116	103	091	080	071
16	198	173	150	131	115	100	088	077	067	059
17	179	154	133	115	100	086	075	065	057	049
18	161	138	118	101	087	074	064	055	048	041
19	145	123	104	089	075	064	055	047	040	034

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
N	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
20	0.131	1.10	0.32	0.78	0.66	0.55	0.47	0.40	0.34	0.29
21	1.18	0.98	0.82	0.68	0.57	0.48	0.40	0.34	0.28	0.24
22	1.06	0.67	0.72	0.60	0.50	0.41	0.34	0.28	0.24	0.20
23	0.96	0.73	0.64	0.52	0.43	0.35	0.29	0.24	0.20	0.17
24	0.86	0.70	0.57	0.46	0.37	0.31	0.25	0.20	0.17	0.14
25	0.78	0.62	0.50	0.40	0.33	0.26	0.21	0.17	0.14	0.11
26	0.70	0.56	0.44	0.35	0.28	0.23	0.18	0.15	0.12	0.10
27	0.63	0.50	0.39	0.31	0.25	0.20	0.16	0.12	0.10	0.08
28	0.57	0.44	0.35	0.27	0.21	0.17	0.13	0.11	0.08	0.07
29	0.51	0.40	0.31	0.24	0.19	0.15	0.11	0.09	0.07	0.06
30	0.46	0.35	0.27	0.21	0.16	0.13	0.10	0.08	0.06	0.05
31	0.41	0.32	0.24	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04
32	0.37	0.28	0.21	0.16	0.12	0.09	0.07	0.05	0.04	0.03
33	0.34	0.25	0.19	0.14	0.11	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03
34	0.30	0.22	0.17	0.12	0.09	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02
35	0.27	0.20	0.15	0.11	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02
36	0.25	0.18	0.13	0.10	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	0.02
37	0.22	0.16	0.12	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.02	0.01
38	0.20	0.14	0.10	0.07	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
N	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20
39	0.018	0.013	0.09	0.06	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01
40	0.016	0.011	0.08	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01
41	0.015	0.010	0.07	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01
42	0.013	0.009	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
43	0.012	0.008	0.06	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00
44	0.011	0.007	0.05	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00
45	0.010	0.006	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00
46	0.009	0.006	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00
47	0.008	0.005	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
48	0.007	0.005	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
49	0.006	0.004	0.03	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
50	0.006	0.004	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
N						
1	0.894	877	861	845	830	816
2	716	675	638	604	573	544
3	572	519	472	431	395	363
4	458	399	350	308	272	242
5	366	307	259	220	188	161
6	293	236	192	157	130	109
7	234	182	142	112	899	072
8	188	140	105	80	62	048
9	150	108	078	057	042	030
10	120	083	058	041	029	021
11	096	064	043	029	020	014
12	077	049	032	021	014	009
13	061	038	023	015	010	006
14	049	029	017	011	007	004
15	039	022	013	008	005	003
16	031	017	010	005	003	002
17	025	013	007	004	002	001
18	020	010	005	003	001	001
19	016	008	004	002	001	001

## FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

<u>Año</u>	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50
N						
20	C.013	006	003	001	001	000
21	010	005	002	001	000	000
22	008	004	002	001	000	000
23	007	003	001	001	000	000
24	005	002	001	000	000	000
25	004	002	001	000	000	000
26	003	001	000	000	000	000
27	003	001	000	000	000	000
28	002	001	000	000	000	000
29	002	001	000	000	000	000
30	001	000	000	000	000	000
31	001	000	000	000	000	000
32	001	000	000	000	000	000
33	001	000	000	000	000	000
34	001	000	000	000	000	000

FACTORES DE VALOR ACTUAL O PRESENTE - TASA DE INTERES

Año	0.50	0.70	0.80	0.90	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00
N									
1	0.701	767	745	725	707	667	632	603	577
2	809	451	414	382	354	296	253	219	192
3	309	205	230	201	177	132	101	080	064
4	193	156	128	106	088	059	040	029	021
5	121	092	071	055	044	026	016	011	007
6	0.5	054	039	029	022	012	006	004	002
7	047	032	022	015	011	005	003	001	001
8	029	019	012	008	006	002	001	001	000
9	018	011	007	004	003	001	000	000	000
10	012	006	004	002	001	000	000	000	000
11	007	004	002	001	001	000	000	000	000
12	004	002	001	001	000	000	000	000	000
13	003	001	001	000	000	000	000	000	000
14	002	001	000	000	000	000	000	000	000
15	001	000	000	000	000	000	000	000	000
16	001	000	000	000	000	000	000	000	000

## SIMBOLOGIA, EQUIVALENCIA, UNIDADES

<u>SIMBOLO</u>	<u>EQUIVALENCIA</u>	<u>UNIDADES</u>
NP	Número total de proyectos a estudiarse.	Adimensional
N	Número del proyecto en estudio	Adimensional
TIT	Nombre del campo en estudio	—
NWELL	Total de pozos perforados en el campo.	Adimensional
API	Gravedad del petróleo del campo	°API
AREA	Area explotada del campo	Ha
NA	Total de años del proyecto	Años
PV	Precio de Venta del petróleo	USA \$/Bbl
CTTS	Costo de Transporte, Tratamiento y Sobrecostos.	USA \$/Bbl
CPAP	Costo de producción anual por pozo	USA \$/Pozo/Año
CRAP	Costo de reparación anual por pozo	USA \$/Pozo/Año
RRP(1)	Reservas Originales recuperables de petróleo.	Barriles
RRP(I)	Reservas remanentes de petróleo	Barriles
FINV(1)	Inversión inicial	USA \$
FINV(I)	Inversión anual	USA \$

<u>SIMBOLO</u>	<u>EQUIVALENCIA</u>	<u>UNIDADES</u>
PR	Precio de regalía	USA \$/Bbl
FISR	Fracción del Impuesto sobre la Renta.	Adimensional
WELL(I)	Pozos activos durante el año	Adimensional
PAP(I)	Producción anual de petróleo	Barriles
PTAG	Fracción de inversión en tangible	Adimensional
FPAR	Fracción de pozos activos estimado a ser reparados.	Adimensional
FINGB(I)	Ingreso Bruto	USA \$
AINGB	Ingreso Bruto acumulado	USA \$
REG(I)	Costo de regalía	USA \$
AREG	Regalía acumulada	USA \$
GAP(I)	Costo de producción anual	USA \$
AGAP	Costo de producción acumulado	USA \$
GATS(I)	Costo por transporte, tratamiento y Sobrecostos acumulado	USA \$
GAO	Costo de operaciones	USA \$
AGA0	Costo de operaciones acumulado	USA \$
FIAI(I)	Ingresos antes de impuesto sobre la renta.	USA \$

<u>SIMBOLO</u>	<u>EQUIVALENCIA</u>	<u>UNIDADES</u>
AIAI	Ingreso antes del Impuesto sobre la renta acumulado.	USA \$
TAG	Inversión tangible	USA \$
FITAG	Inversión intangible	USA \$
APAP	Producción de petróleo acumulado	Barriles
RR	Reservas Remanentes	Barriles
RP	Producción de Petróleo	Barriles
T	Tiempo	años
DEPA	Depreciación	USA \$
SALDO	Inversión intangible no amortizada.	USA \$
AMOR	Amortización	USA \$
EGA(I)	Amortización - Depreciación	USA \$
ADEAM	Amortización - Depreciación acumulada.	USA \$
RENG(I)	Ingresos gravables	USA \$
ARENG	Ingresos gravables acumulados	USA \$
RI(I)	Impuesto sobre la renta	USA \$
ARI	Impuesto sobre la renta acumulado	USA \$

<u>SIMBOLOS</u>	<u>EQUIVALENCIA</u>	<u>UNIDADES</u>
RNET(I)	Renta neta	USA \$
ARNET	Renta neta acumulada	USA \$
FE(I)	Flujo de efectivo	USA \$
AFE(I)	Flujo de efectivo acumulado	USA \$
AINV	Inversión acumulada	USA \$
GAN(I)	Ganancia neta	USA \$
AGAN	Ganancia neta acumulada	USA \$
K	Tiempo corregido	Años
PPD	Producción promedio de petróleo diaria.	Bbl/día
KK	Indicador de Operaciones	Adimensional
TPAGO	Tiempo de pago	Años y meses
TA	Años del tiempo de pago	Años
TM	Meses del tiempo de pago	Meses
TRET 1	Tasa inicial de interés	Adimensional
V	Función de la ganancia en presente acumulada	USA \$
DY	Derivada de la función de ganancia en presente acumulada.	USA \$

<u>SIMBOLOS</u>	<u>EQUIVALENCIA</u>	<u>UNIDADES</u>
TRET	Tasa de interés calculada (Tasa de Retorno).	Adimensional
TASA	Tasa de interés	Adimensional
NN	Indice auxiliar	Adimensional
GESI	Relación de ganancia a inversión	USA \$/USA \$
GESIP	Relación de ganancia a inversión promedio.	USA \$/USA \$

## 7.5. BIBLIOGRAFIA

1. Campbell John M., "Oil Property Evaluation". Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. E.U.A. 3<sup>o</sup> Edición. Mayo 1965. Pags. 25-39, 81, 97-104, 188 191, 407-420.
2. Thuesen H.G. y Fabricky W.J., "Engineering Economy". Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. E.U.A., 1964.
3. Arps J.J., "Profitability of Capital Expenditures for Development Drilling and Producing Property Appraisal", Petroleum Transactions Reprint Series. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1958. Pgs. 237-244.
4. Brons F. y McCarry Jr. M.W., : "Methods for Calculating Profitabilities", Petroleum Transactions - Reprint Series. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1970, pgs. 129-136.
5. Figueroa J.A., "La Empresa Estatal en el presente y porvenir de la Industria Petrolera". Boletín Técnico de ARPEL, Volumen II, N<sup>o</sup> 1, 1973.

6. Dirección General de Hidrocarburos, "Índice de Leyes, Decretos, Reglamentos, Acuerdos Ministeriales y otros asuntos relacionados con el ramo petrolero 1909 -1972". Publicado por la D.G.H. el 31 de Enero de 1973.
7. R. Sagasti L. y L. Freire E., "Regimen Tributario sobre las Actividades Petroleras en el Ecuador". XVII Reunión de Expertos de ARPEL, 1973.
8. L. Salinas E. y H. Paredo R., "Análisis de las Inversiones de Riesgo en la Industria Petrolera. Evaluación Económica de las Estructuras a Perforarse". Boletín Técnico de ARPEL, Volumen II, N° 2, 1973.
9. Smith C. Aubrey and Brock Harace, "Accounting for Oil and Gas Producers, Principles, Procedures and Controls". Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. E.U.A. 2ª Edición, Mayo 1965.
10. Solórzano L.N., "Principios de Análisis Económico de proyectos de Explotación del Petróleo". Instituto Mexicano del Petróleo, 1967. Pags. 4-5.

11. Woody L.D. y Capshaw, T.D.: "Investment Evaluation by Present - Value Profile", J.P.T., Julio 1953. Pág. 23.
12. Sociedad Venezolana de Ingeniería de Petróleos: - "Aspectos de la Industria Petrolera en Venezuela" 1963. pags. 824-837.
13. Bass Daniel M., "Decline Curve Evaluation". Petroleum Engineering Department Colorado School of Mines Golden, Colorado. Pags. 3-4.
14. Campbell John M., "Optimization of Capital Expenditures in Petroleum Investments". Petroleum Transactions Reprint Series, 1970, pags. 140-142.
15. Brons F. "On the use and Misuse of Production Decline Curves". Sheel Oil Company. Los Angeles, California. Pags. 4-6.