

**APLICACIÓN SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PROYECTOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**



**SILVIA JULIANA REY GOMEZ
JOHNNIE ARMANDO VELASCO ORJUELA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**APLICACIÓN SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PROYECTOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

**SILVIA JULIANA REY GOMEZ
JOHNNIE ARMANDO VELASCO ORJUELA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M. Sc. Ingeniería de Petróleos**

Co-directora

**DIANA PATRICIA MERCADO SIERRA
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A Dios

A mis papas Imelda y Manuel por su amor, por enseñarme a obrar siempre con responsabilidad, honestidad y valor a la hora de tomar decisiones y por su apoyo incondicional en todo momento.

A Gerardo y Yolanda por su colaboración y desinteresada ayuda.

A mi abuelita Rosario por su apoyo y ánimo en todo momento.

A la memoria de mis Abuelitos Ito e Ita por todo su amor.

A todos mis amigos, compañeros y familiares que siempre estuvieron en el lugar y momento precisos, este logro es de ustedes.

Silvia Juliana.

A Dios

A mis Padres Nubía y Héctor por su amor y su constante apoyo, sin ellos no podría haber llegado a ser la persona que soy hoy.

A mi hermana por ser un incentivo tan grande.

A mi novia por su amor incondicional y su valiosa espera.

A mi familia y amigos por su colaboración.

Johnnie Armando.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El Grupo de Investigación de Recobro Mejorado GRM UIS.

Instituto Colombiano del Petróleo ICP

Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ingeniero de Petróleos, Director del proyecto,
Universidad Industrial de Santander.

Diana Patricia Mercado Sierra, Ingeniera de Petróleos, Co-Directora del proyecto,
Universidad Industrial de Santander.

Nelson Enrique León, Ingeniero de Sistemas, Colaborador del proyecto,
Universidad Industrial de Santander

Agradecemos a las personas e instituciones que nos brindaron su apoyo durante
la preparación y desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	
1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	21
1.1 INVERSIÓN NETA INICIAL	21
1.2 FLUJO DE EFECTIVO	22
1.2.1 COSTOS	23
1.2.1.1 Según el área donde se consumen	24
1.2.1.2 Según su identificación	24
1.2.1.3 Según el control que se tiene sobre su consumo	25
1.2.1.4 Según su importancia en la toma de decisiones	25
1.2.1.5 Según su comportamiento	26
1.2.2 IMPUESTOS	29
1.2.3 DEPRECIACIÓN	30
1.2.3.1 Métodos de depreciación	31
1.2.4 AMORTIZACIÓN	33
1.3 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	34
1.3.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	35
1.3.2 TASAS DE RENDIMIENTO ECONÓMICO	37
1.3.2.1 Tasa interna de retorno (TIR)	37
1.3.2.2 Tasa promedio de retorno (TPR)	39
1.3.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O <i>PAYBACK</i>	39
<i>TIME</i>	
1.3.3.1 Tiempo de recuperación simple o <i>payback</i> simple	40
1.3.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o <i>payback</i> ajustado	42

2. ELEMENTOS INVOLUCRADOS EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR	44
2.1 GENERACIÓN DE VAPOR	44
2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR	49
2.2.1 CABEZALES PRINCIPALES DE VAPOR	50
2.2.2 LINEAS LATERALES DE VAPOR	51
2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	53
2.3.1 LÍNEAS DE FLUJO	53
2.3.1 MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN	54
2.4 POZOS INYECTORES	54
2.4.1 DISEÑO DEL REVESTIMIENTO	55
2.4.2 CEMENTACIÓN	58
2.4.3 DISEÑO DE LA CABEZA DE POZO	58
2.5 POZOS PRODUCTORES	59
2.5.1 CEMENTACIÓN	60
2.5.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	61
2.6 TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN AL GENERADOR	62
2.6.1 FILTROS	64
2.6.2 SUAVIZADORES	65
2.6.3 TRATAMIENTO QUÍMICO	65
2.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	66
2.7.1 SEPARADORES	67
2.7.2 TANQUES	68
2.7.3 TRATADORES TÉRMICOS	70
2.7.4 TRATADORES ELECTROESTÁTICOS	71
2.7.5 SEPARADORES API	72
2.8 COMBUSTIBLE PARA EL GENERADOR	73
2.9 SERVICIO ELÉCTRICO	74
2.10 OBRAS CIVILES	75
2.11 MANTENIMIENTO DE POZOS Y EQUIPOS	75

3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR	77
3.1 SELECCIÓN DEL PROCESO	78
3.2 INVERSIÓN NETA O INICIAL	79
3.2.1 POZOS	80
3.2.2 GENERADORES DE VAPOR	84
3.2.3 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN	84
3.2.4 EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE GENERACIÓN	85
3.2.5 EQUIPO DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS	85
3.2.6 OBRAS CIVILES	86
3.3 INGRESOS	87
3.3.1 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN	87
3.3.2 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO	88
3.4 EGRESOS	92
3.4.1 OPERACIÓN	92
3.4.1.1 Tratamiento químico	92
3.4.1.2 Consumo de energía eléctrica	93
3.4.1.3 Consumo de gas natural	94
3.4.2 MANTENIMIENTO	95
3.4.2.1 Personal	96
3.4.2.2 Servicios de mantenimiento	96
3.4.3 IMPUESTOS	97
3.4.3.1 Regalías	98
3.4.3.2 Impuesto de renta	99
3.5 FLUJOS DE EFECTIVO	99
3.5.1 FLUJOS DE EFECTIVO PARA EL PROYECTO	99
3.5.2 FLUJOS DE EFECTIVO PARA EL INVERSIONISTA	101
3.6 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO	102
3.6.1 VALOR PRESENTE NETO	102
3.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO	103

3.6.3 TASA PROMEDIO DE RETORNO	103
3.6.4 PAYBACK SIMPLE	104
3.6.5 PAYBACK AJUSTADO	104
3.7 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	105
3.8 DIAGRAMA DE FLUJO	107
4.0 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	110
4.1 EJEMPLO PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	110
4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR	110
4.1.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	112
4.2 EJEMPLO PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE CONTINUA VAPOR	119
4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR	119
4.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	120
CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFÍA	131
ANEXO A: GUIA DEL USUARIO DE SVEPI 1.0	136

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación del flujo de efectivo	23
Figura 2. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción	26
Figura 3. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción	27
Figura 4. Comportamiento de un costo semi-variable mixto respecto a la producción	28
Figura 5. Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la producción	28
Figura 6. Representación del valor presente	35
Figura 7. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés	37
Figura 8. Representación gráfica del TIR	38
Figura 9. Representación gráfica del payback simple	41
Figura 10. Representación gráfica del payback ajustado	43
Figura 11. Diagrama del generador de vapor	45
Figura 12. Generador de vapor estático	46
Figura 13. Generador de vapor móvil	46
Figura 14. Sistema de distribución de vapor	49
Figura 15. Completamiento de un pozo para inyección de vapor	55
Figura 16. Ensamble de cabeza de pozo	59
Figura 17. Completamiento de pozos productores	60
Figura 18. Unidad de bombeo mecánico	62
Figura 19. Planta de tratamiento de agua	63
Figura 20. Separadores de prueba	68
Figura 21. Tanques de almacenamiento según su forma	69

Figura 22.	Tratador térmico	70
Figura 23.	Tratador electroestático	72
Figura 24.	Separador API	73
Figura 25.	Construcción vía de acceso y localización de un pozo	75
Figura 26.	Metodología para la evaluación económica de un proyecto de inyección de vapor	78
Figura 27.	Cálculo de la inversión inicial	79
Figura 28.	Cálculo de los ingresos	87
Figura 29.	Variación del precio del crudo WTI en últimos años	91
Figura 30.	Cálculo de los egresos	92
Figura 31.	Gráfica de resultados VPN vs. i%	105
Figura 32.	Gráfica de resultados Payback ajustado vs. i%	106
Figura 33.	Costo para generar un millón de BTU	106
Figura 34.	Diagrama del patrón de inyección para inyección cíclica de vapor	111
Figura 35.	Costo de la perforación del pozo inyector – productor	113
Figura 36.	Costo del generador, de las líneas de distribución y de las obras civiles	114
Figura 37.	Valor total de la inversión para inyección cíclica	114
Figura 38.	Ingresos del proyecto de inyección cíclica	115
Figura 39.	Valor de los egresos para el primer año de inyección cíclica	115
Figura 40.	Valor de los egresos totales de operación y mantenimiento	116
Figura 41.	Flujo de caja para el proyecto de inyección cíclica	116
Figura 42.	Evaluación económica del proyecto de inyección cíclica	117
Figura 43.	Costo por millón de BTU para inyección cíclica	117
Figura 44.	Relación VPN vs. i%	118
Figura 45.	Relación Payback ajustado vs. i%	118
Figura 46.	Diagrama del patrón de inyección para inyección continua de vapor	120

Figura 47.	Costo de la perforación del pozo inyector	122
Figura 48.	Costo del generador, de las líneas de distribución y de las obras civiles	123
Figura 49.	Valor total de la inversión para inyección continua	123
Figura 50.	Ingresos del proyecto de inyección continua	124
Figura 51.	Valor de los egresos para el primer año de inyección continua	124
Figura 52.	Valor de los egresos totales de operación y mantenimiento	125
Figura 53.	Flujo de caja para el proyecto de inyección continua	125
Figura 54.	Evaluación económica del proyecto de inyección continua	126
Figura 55.	Costo por millón de BTU para inyección continua	126
Figura 56.	Relación VPN vs. $i\%$	127
Figura 57.	Relación Payback ajustado vs. $i\%$	127

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Años de vida útil de los bienes depreciables	30
Tabla 2. Especificaciones de los generadores de vapor	47
Tabla 3. Relación entre el cambio de temperatura y la expansión del revestimiento	57
Tabla 4. Clasificación de los separadores	67
Tabla 5. Clasificación de los tanques	69
Tabla 6. Componentes relacionados con la perforación de pozos inyectores-productores	82
Tabla 7. Componentes relacionados con la perforación de pozos inyectores	83
Tabla 8. Componentes relacionados con la perforación de pozos productores	83
Tabla 9. Tipos de generadores	84
Tabla 10. Equipos involucrados en el tratamiento de agua de generación	85
Tabla 11. Equipos involucrados en el tratamiento de los fluidos producidos	86
Tabla 12. Costo de tratamiento químico del agua de generación	93
Tabla 13. Costo por consumo de energía eléctrica	94
Tabla 14. Costo por consumo de gas para el funcionamiento del generador	95
Tabla 15. Costo total de operación	95
Tabla 16. Costo del personal para la generación de vapor	96
Tabla 17. Costo total de mantenimiento	97

Tabla 18.	Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos	98
Tabla 19.	Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto	101
Tabla 20.	Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista	102

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN SOFTWARE PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE INYECCIÓN DE VAPOR*.

AUTORES: SILVIA JULIANA REY GOMEZ; JOHNNIE ARMANDO VELASCO ORJUELA**.

PALABRAS CLAVES: inyección de vapor, análisis económico, aplicación software, metodología, SVEPI.

Actualmente, el sector petrolero Colombiano está atravesando por un descenso en la producción de crudo. Esta situación se debe principalmente a la declinación natural de la mayoría de sus yacimientos y a la falta de nuevos descubrimientos que generen un aumento en el volumen de reservas de hidrocarburos. Dada la necesidad de aumentar estas reservas, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la posible aplicabilidad de los procesos de inyección de vapor como método de recobro mejorado, en los campos de ámbito nacional.

Por tal motivo se desarrolló una metodología para determinar la viabilidad económica de un proyecto de inyección de vapor, la cual parte de la suposición que existe un estudio técnico favorable. Esta metodología, inicia con el análisis de la inversión inicial para desarrollar el proyecto, y tiene en cuenta los ingresos en base a la producción incremental y los egresos para la operación del mismo.

Con la metodología planteada, se elaboró una herramienta software, denominada SVEPI, la cual integra los elementos involucrados en la generación, tratamiento y transporte de vapor y hace un análisis económico para determinar la viabilidad de implementar un proyecto de este tipo.

Esta herramienta permite realizar el análisis económico involucrando diferentes métodos como son: el valor presente neto, las tasas de recuperación de la inversión y el tiempo de recuperación o payback, con el fin de encontrar la alternativa de inversión más adecuada, y obtener información adicional que dé al ingeniero de petróleos las bases y criterios para seleccionar la opción que genere una mejor rentabilidad.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE APPLICATION FOR THE ECONOMIC EVALUATION OF STEAM INJECTION PROJECTS*.

AUTHORS: SILVIA JULIANA REY GOMEZ; JOHNNIE ARMANDO VELASCO ORJUELA**.

KEYWORDS: Steam injection, economic analysis, software application, methodology, SVEPI.

Nowadays, the petroleum sector in Colombia is going through a decrease in the oil production. This situation is owed mainly to the natural decline of most of its reservoirs and the lack of new discoveries that generate an increase in the volume of the hydrocarbon reserves. Given the need to increase these reserves, is important to count on tools that let the study of the possible applicability of the steam injection processes as improved recovery methods in the national area fields.

For this reason, a methodology for determining the economic viability of a steam injection project was developed, which starts in the supposition that a favorable technical study exists already. This methodology begins with the analysis of the initial investment for developing the project, and takes in account the profits based on the increased production and the expenses for the operation of the project.

With the traced methodology, a software called SVEPI was created, which integrates the elements involved in the steam generation, treatment and transportation and do an economic analysis to determine if it is viable to implement a project of this kind.

This tool allows to realize the economic analysis, involving different methods like: The net present value (NPV), the rates of recovery of the investment and the recovery time or payback, in order to find the right investment alternative, and additional information that gives the petroleum engineer the basis and criteria to select the option that generates a better profitability.

* Graduate Project

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. Petroleum Engineering.
Tutor: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

La recuperación mejorada depende de una serie de tecnologías que permiten recuperar un volumen adicional de hidrocarburos mediante la adición de energía al yacimiento. Dentro de los métodos de recobro mejorado, la inyección de vapor está tomando una creciente importancia si se tiene en cuenta que mediante su aplicación es posible obtener un factor de recobro hasta del 50%.

Para tomar la decisión de implementar un proyecto de recuperación por inyección de vapor, se debe llevar a cabo un análisis desde dos puntos de vista: una evaluación técnica y un análisis económico. La evaluación técnica contempla el estudio del yacimiento para el proceso de inyección y los equipos necesarios para cumplir con los requerimientos del proyecto. Una vez se ha establecido la viabilidad técnica de este, es necesario realizar una evaluación económica, para medir la rentabilidad de su desarrollo.

Al realizar el análisis económico se determina si los beneficios del proyecto compensan la inversión necesaria para su realización, que finalmente, definirá la factibilidad total del proyecto. De aquí la importancia de evaluar económicamente la consecución de un proyecto de inyección de vapor. Para llevar a cabo esta evaluación, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la posible aplicabilidad del proceso de inyección como método de recobro en los campos colombianos.

El presente estudio se enfoca especialmente, hacia el análisis de los proyectos de inyección de vapor empleando los diversos métodos y técnicas que permiten efectuar la evaluación económica de los elementos involucrados en la generación, tratamiento y transporte de vapor; y con el fin de obtener una perspectiva

económica de la posibilidad que existe de implementar un proyecto de inyección de vapor en Colombia.

Por lo mencionado anteriormente, se plantea una metodología, la cual parte de la suposición que existe un estudio técnico favorable. Esta metodología, inicia con el análisis de la inversión inicial para desarrollar el proyecto, y tiene en cuenta los ingresos en base a la producción incremental y los egresos para la operación del mismo, para hacer un adecuado flujo de caja para la vida útil de este tipo de proyectos, con lo cual se puede aplicar los métodos de evaluación económica.

La metodología es implementada por medio de una herramienta software denominada SVEPI, de fácil manejo, bajo costo y que requiere información básica del proceso, que permite evaluar de forma sencilla y rápida la viabilidad económica de implementar la inyección de vapor como método de recobro mejorado.

1. ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

La decisión de invertir es siempre una de las más difíciles en el momento de desarrollar un proyecto, generalmente se fundamenta en la aplicación de un conjunto de instrumentos analíticos de tipo económico-financiero y de diversas técnicas de evaluación de proyectos.

El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos para poner en marcha un proyecto y mantenerlo en buenas condiciones de operación, analiza cual será la posible ganancia que se obtendrá del mismo, y si es o no conveniente desarrollarlo.

El objetivo principal de una evaluación económica de un proyecto, es determinar la alternativa de inversión más adecuada, con el fin de obtener la mejor rentabilidad; para lograrlo es recomendable desarrollar las siguientes fases: estimar la inversión neta o inicial representada por la integración de los costos de desarrollo del proyecto, estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo y evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

1.1 INVERSIÓN NETA O INICIAL

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser

modificado. Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso¹.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Inversión neta o inicial} &= \text{Costos de desarrollo} \\ &+ \text{Costos de promoción} \\ &+ \text{Costos de construcción} \\ &+ \text{Costos de instalación} && [1] \\ &+ \text{Gastos de entrenamiento} \\ &- \text{Ganancia neta por la venta del bien usado} \end{aligned}$$

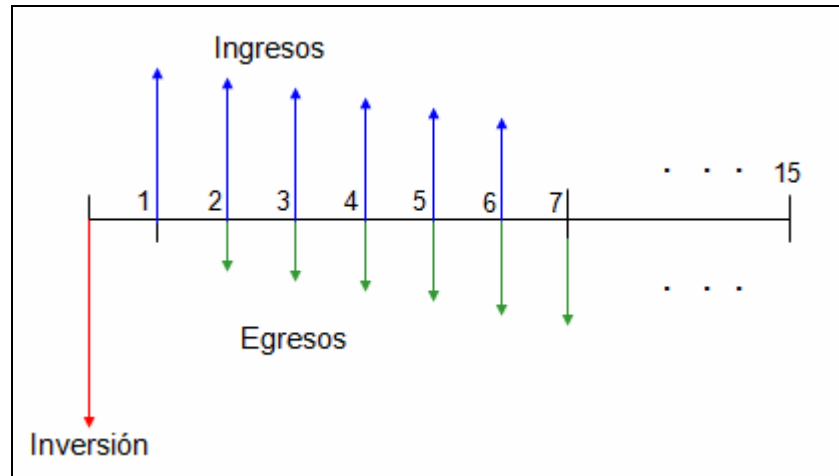
1.2 FLUJO DE EFECTIVO

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en periodos, como se observa en la figura 1.

En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

¹ NACIONAL FINANCIERA. Escuela de desarrollo, Nafinsa, 2005. Banca de Desarrollo.

Figura 1. Representación del flujo de efectivo



Los ingresos es el dinero que le esta entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento y operación, impuestos, regalías, etc.

La ecuación que representa de mejor manera un flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \quad [2]$$

1.2.1 COSTOS Para realizar el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo.

Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el

análisis y presentar la información que puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital².

1.2.1.1 Según el área donde se consumen

- ▲ **Costos de Producción** Son los costos que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados. Entre estos costos se pueden encontrar los costos de la materia prima y materiales que intervienen en el proceso productivo, los sueldos y cargas sociales del personal de producción, las depreciaciones del equipo, el costo de los servicios públicos, y los costos de almacenamiento, depósito y expedición
- ▲ **Costos de Distribución** Son los que se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final.
- ▲ **Costos de Administración** Son los generados en las áreas administrativas de la empresa. Se denominan gastos.
- ▲ **Costos de financiamiento** Son los que se generan por el uso de recursos de capital. Son los correspondientes a la obtención de fondos aplicados al negocio, entre estos están: los intereses pagados por préstamos, las comisiones y otros gastos bancarios y los impuestos derivados de las transacciones financieras.

1.2.1.2 Según su identificación

- ▲ **Directos** Son los costos que pueden identificarse fácilmente con el producto, servicio, proceso o departamento. Son costos directos: el material directo y la mano de obra directa. Por lo general se asimilan a los costos variables.

² PRIAS, Guillermo. Evaluación técnico - económica de los yacimientos de petróleo y gas.

▲ **Indirectos** Son aquellos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto. En la mayoría de los casos los costos indirectos son costos fijos. Su monto global se conoce para toda la empresa o para un conjunto de productos. Es difícil asociarlos con un solo producto o servicio específico. Para su asignación se requieren base de distribución (metros cuadrados, número de personas, etc.)

1.2.1.3 Según control que se tiene sobre su consumo

▲ **Costos Controlables** Son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Ejemplo: el porcentaje de aumento en los salarios de los empleados que ganen más del salario mínimo, es un costo controlable para la empresa.

▲ **Costos no Controlables** Son aquellos costos sobre los cuales no se tiene autoridad para su control. Ejemplo el valor del arrendamiento a pagar es un costo no controlable, pues dependen del dueño.

1.2.1.4 Según su importancia en la toma de decisiones

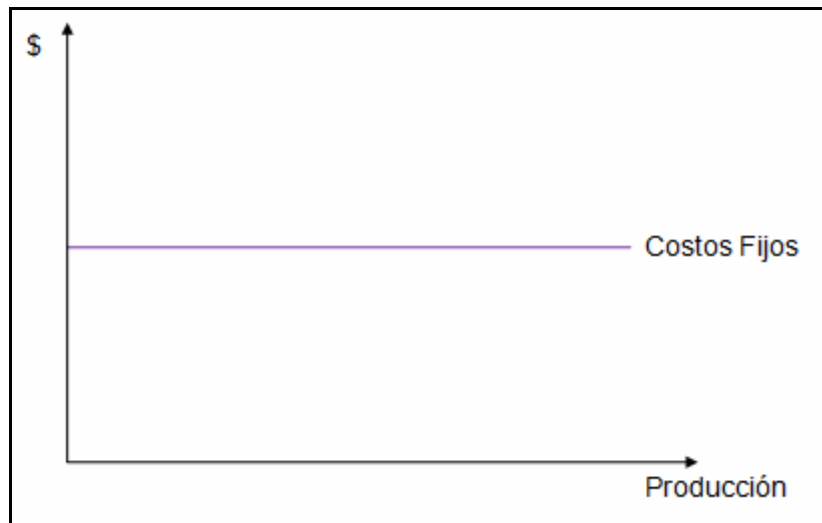
▲ **Costos Relevantes** Son costos relevantes aquellos que se modifican al tomar una u otra decisión. En ocasiones coinciden con los costos variables.

▲ **Costos no Relevantes** Son aquellos costos que independiente de la decisión que se tome en la empresa permanecerán constantes. En ocasiones coinciden con los costos fijos.

1.2.1.5 Según su comportamiento

^ **Costos fijos** Son aquellos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la figura 2. Los costos fijos, tal como están establecidos, incluyen entre otros los siguientes: administración general, impuestos, mantenimiento de instalaciones, seguros, vigilancia, depreciación de equipos, intereses sobre deudas de capital y arriendos. Generalmente los costos fijos se pueden afectar al largo plazo si ocurren cambios en la actividad o en la operación, de apreciable magnitud.

Figura 2. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción.

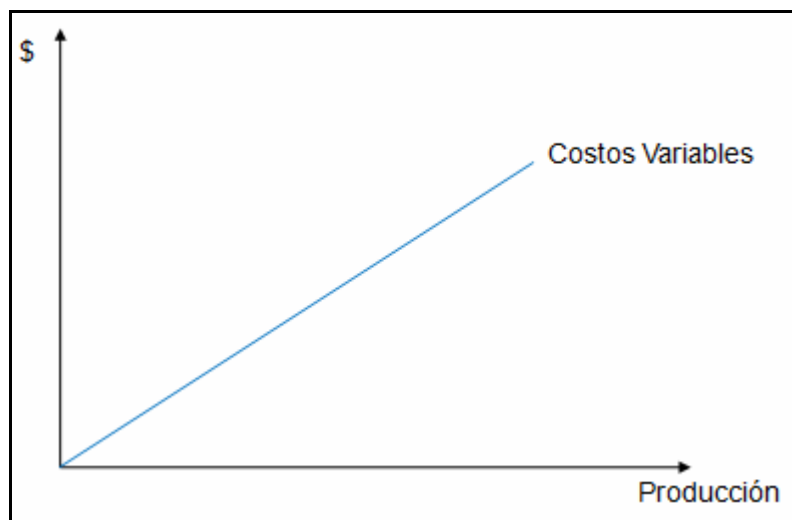


^ **Costos variables** Normalmente son directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la figura 3. Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto. Algunos costos variables pueden ser: las

materias primas, los salarios directos, la supervisión directa, el almacenamiento, las regalías y los impuestos, si estos se hacen en base a la producción.

El costo incremental se reconoce como el costo importante que permite decidir sobre el aumento o no de la producción.

Figura 3. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción



- ^ **Costos semi-variables** Son aquellos costos que se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el volumen de producción. Hay dos tipos de costos semi-variables. Los primeros son los costos mixtos, que son los que tienen un componente fijo básico y a partir de éste comienzan a incrementar (ver figura 4), los segundos son los costos escalonados, los cuales son constantes en cierto nivel, pero luego crecen hasta un nivel determinado, donde permanecen constantes otra vez y así sucesivamente (ver figura 5).

Figura 4. Comportamiento de un costo semi - variable mixto respecto a la producción

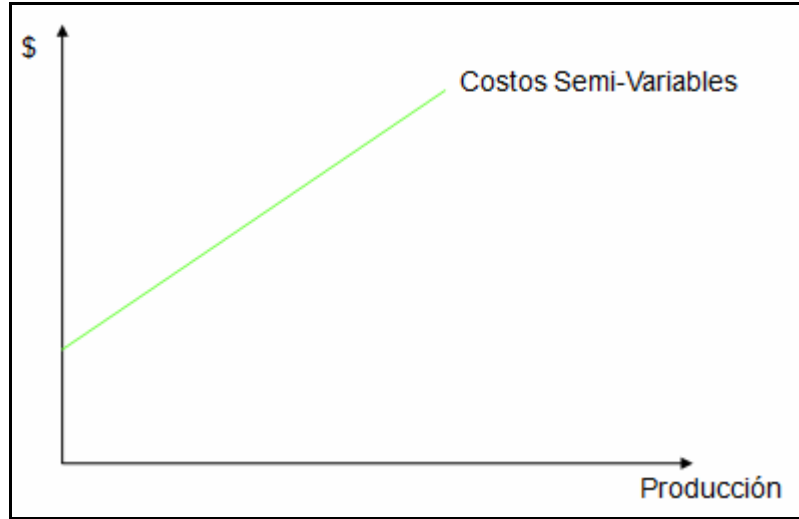
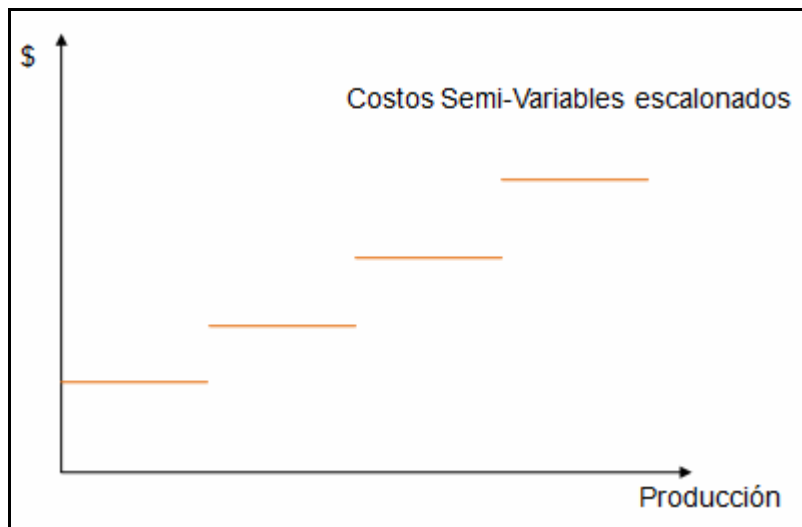


Figura 5. Comportamiento de un costo semi-variable escalonado respecto a la producción



1.2.2 IMPUESTOS Los impuestos son prestaciones, por lo general en dinero, al estado y demás entidades de derecho público, que las mismas reclaman, en virtud de su poder coactivo, en forma y cuantía determinadas unilateralmente y sin contraprestación especial con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Se usan generalmente dos tipos de impuestos, los directos y los indirectos. Los impuestos directos se aplican sobre el patrimonio, afectando principalmente los ingresos o pertenencias como la propiedad de maquinaria o terrenos de explotación; mientras que los impuestos indirectos afectan a personas distintas a quien produce el bien o presta el servicio. En otros términos, la carga de este impuesto se traslada a quienes los adquieren o reciben. Dentro de éstos se encuentran los impuestos al valor agregado (IVA, impuesto al consumo de las personas y empresas) y los impuestos especiales a gasolinas y combustibles.

La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son: las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso. Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.

El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

1.2.3 DEPRECIACIÓN La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve su capacidad operativa o productiva. Su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad, mediante uno de los siguientes métodos: línea recta, suma de los dígitos de los años, saldos decrecientes, número de unidades producidas o número de horas de funcionamiento, o cualquier otro de reconocido valor técnico.

En todos los casos, la vida útil de un bien depreciable debe definirse en relación con el servicio esperado del activo. Se consideran bienes depreciables, los bienes tangibles adquiridos, que se encuentren registrados contablemente en alguna de las siguientes cuentas: edificaciones, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, equipo de oficina, equipo de comunicación y computación y equipo de transporte, tracción y elevación. En la tabla 1 se observa un estimado de la vida útil de los bienes depreciables nombrados anteriormente.

Tabla 1. Años de vida útil de los bienes depreciables

BIENES DEPRECIABLES	AÑOS DE VIDA UTIL
Edificaciones	50
Equipos y accesorios de generación, transmisión y distribución.	20
Mueble, encerres y equipos de oficina.	10
Redes, líneas, cables y sus accesorios.	20
Maquinaria y equipo	15
Equipos de comunicación y accesorios	10
Equipo de transporte y tracción.	10
Equipo de computación y accesorios	5

Fuente: Contaduría General de la Nación, Circular externa 011 de 1996.

La depreciación de los bienes usados, se determina a partir del momento en que se adquieren dichos bienes, teniendo en cuenta su vida útil restante, de acuerdo con las condiciones naturales y capacidad de producción o de servicio de los mismos. Los bienes recibidos en cambio, permuta, donación u otra modalidad, son registrados por su costo de adquisición o por un valor determinado mediante avalúo técnico, el cual se tomará como base para calcular y registrar la depreciación.

A los bienes adquiridos mediante contrato de arrendamiento con opción de compra, se les aplica depreciación como si fueran propios, siempre y cuando el plazo del contrato de arrendamiento sea igual o superior a la cuarta parte de los años de vida útil asignada a los bienes depreciables. El bien adquirido en arrendamiento deberá registrarse por una suma equivalente al valor presente de los cánones pactados en el contrato, más el valor de la opción de compra, la cual servirá de base para el cálculo de la tasa de depreciación.

1.2.3.1 Métodos de depreciación Se han desarrollado varios métodos para estimar el gasto por depreciación de los bienes tangibles. Los cuatro métodos de depreciación utilizados son: el de la línea recta, el del número de unidades producidas, el de la suma de los dígitos de los años y el de los saldos decrecientes. Se debe aplicar el que muestre una mejor relación entre los servicios recibidos, la vida útil y el costo del bien depreciable.

La depreciación anual de un bien varía de acuerdo con el método seleccionado, pero la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los bienes fijos. Se debe tener en cuenta a la hora de depreciar un bien, su valor de desecho, que es

el valor al cual se podría vender el archivo después de haber estado algún tiempo en uso³.

▲ **Línea Recta** Por este método se determina una cuota periódica constante para registrarla como gasto durante la vida útil del bien. Se aplica cuando el bien es utilizado de manera regular y uniforme en cada período. La ecuación para calcularla es la siguiente:

$$\text{Depreciacion} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de Desecho}}{\text{Años de Vida Util del Activo}} \quad [3]$$

▲ **Número de Unidades de Producción** Se basa en la capacidad de producción estimada del bien, representada en una cuota de costo por unidad producida o por hora de trabajo. Se utiliza cuando pueden estimarse razonablemente las unidades de producción u horas de trabajo y en esta misma forma la producción real del bien. Igualmente, cuando la producción varía significativamente de un período a otro, lo que determina que la vida útil del bien está basada más en función de la producción que en el tiempo.

$$\text{Depreciacion} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de Desecho}}{\text{Unidades de Produccion}} \quad [4]$$

$$\text{Depreciacion} = \frac{\text{Costo} - \text{Valor de Desecho}}{\text{Horas de trabajo}} \quad [5]$$

▲ **Suma de los dígitos de los años** Se considera como un método de depreciación acelerada y se caracteriza por representar mayor depreciación en

³ BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, McGraw Hill, Book Company Inc. Tokio, 1958, Chapter 4.

los primeros años y menor en los últimos años de vida útil del bien. Para su cálculo se asigna a cada uno de los años de vida útil del bien su dígito correspondiente en forma secuencial, y se determina su suma. El valor a aplicar por concepto de depreciación en cada año se obtiene de dividir el dígito del año entre el valor de la sumatoria de los dígitos de los años y multiplicar el resultado por el costo del bien.

La ecuación que representa esta forma de depreciación es la siguiente:

$$\text{Depreciacion} = \frac{\text{costo} - \text{valor de desecho}}{\text{suma de años}} * (\text{total de años} - n) \quad [6]$$

▲ **Saldos decrecientes** El método de saldos decrecientes más utilizado es el conocido como “Método doble decreciente”, por el cual la depreciación del primer año equivale al doble de la que se calcularía por el método de línea recta. En cada uno de los años siguientes se aplica el mismo procedimiento, tomando como base el saldo del valor en libros existente a la fecha del cálculo.

Este método tiene la característica de dejar un valor residual al finalizar el lapso de depreciación programado. Si el bien sigue utilizándose después, puede continuarse con su depreciación hasta que, incluso, el saldo en libros quede en cero.

1.2.4 AMORTIZACIÓN La amortización de una obligación o deuda se define como el proceso mediante el cual se paga la misma junto con sus intereses, en una serie de pagos y en un tiempo determinado. Por ejemplo, el pago en cuotas mensuales cuando se adquiere vivienda financiada, las cuotas que se pagan al adquirir un automóvil y otros, cuando parte o toda la deuda original ha sido financiada a un plazo determinado.

Para la amortización de una misma obligación pueden presentarse varios sistemas, todos ellos equivalentes desde el punto de vista financiero, tales como: cuotas mensuales iguales, cuotas mensuales que aumentan, cuotas mensuales que aumentan en una tasa constante y la combinación de cualquiera de los anteriores. Los sistemas expuestos anteriormente son equivalentes financieramente cuando las tasas de interés respectivas son equivalentes.

1.3 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Una vez conocidas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico

Se usan diferentes métodos para el análisis económico de inversiones entre los cuales, los que comúnmente se utilizan por ser efectivos y fáciles de aplicar para los análisis de proyectos son: El valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (Tasa interna de retorno (TIR) y Tasa promedio de retorno (TPR)) y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*⁴.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación mas acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos⁵.

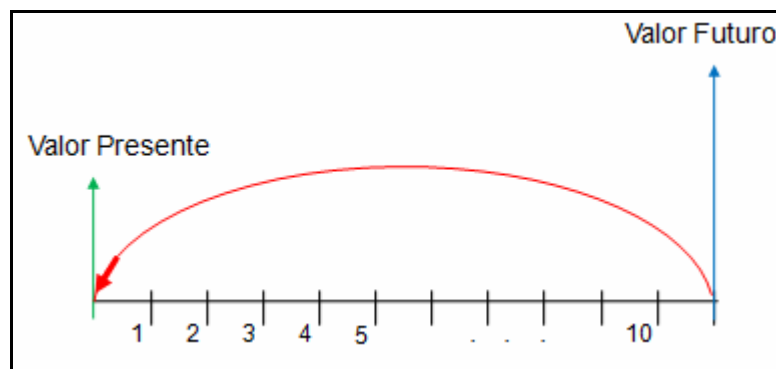
⁴ *Payback time*: Tiempo de reembolso

⁵ McCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.

1.3.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN) El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver figura 6). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado con llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros⁶.

Figura 6. Representación del valor presente



Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la

⁶ MOORE, J.H. Manual de Matemáticas Financieras. Uteha, 1998.

cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa esta presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad [7]$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ganancia Neta} - \text{Impuestos} \quad [8]$$

$$\text{Ganancia Neta} = I_n - E_n \quad [9]$$

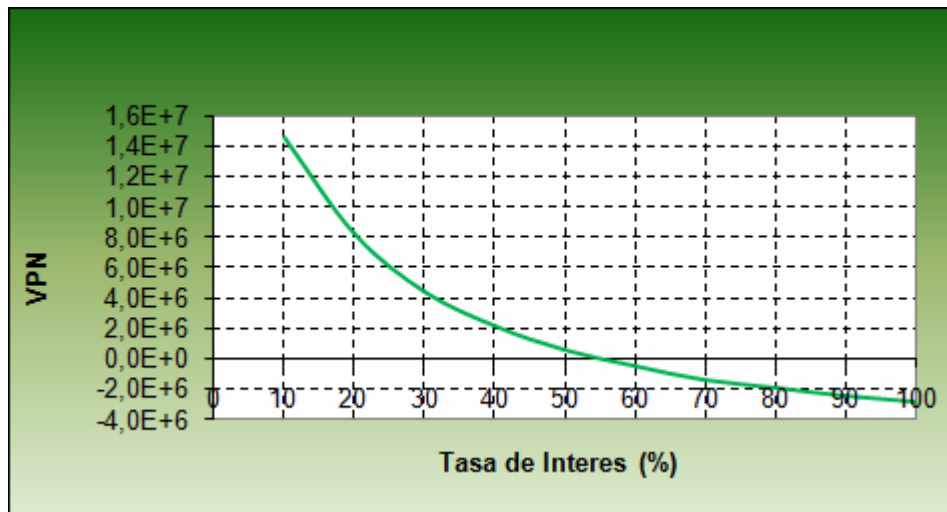
I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$ indica los flujos de caja estimados de cada período. El tipo de interés es i , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, mas conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la figura 7.

También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

Figura 7. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.



1.3.2 TASAS DE RENDIMIENTO ECONÓMICO El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

1.3.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR) El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero (ver figura 8), es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

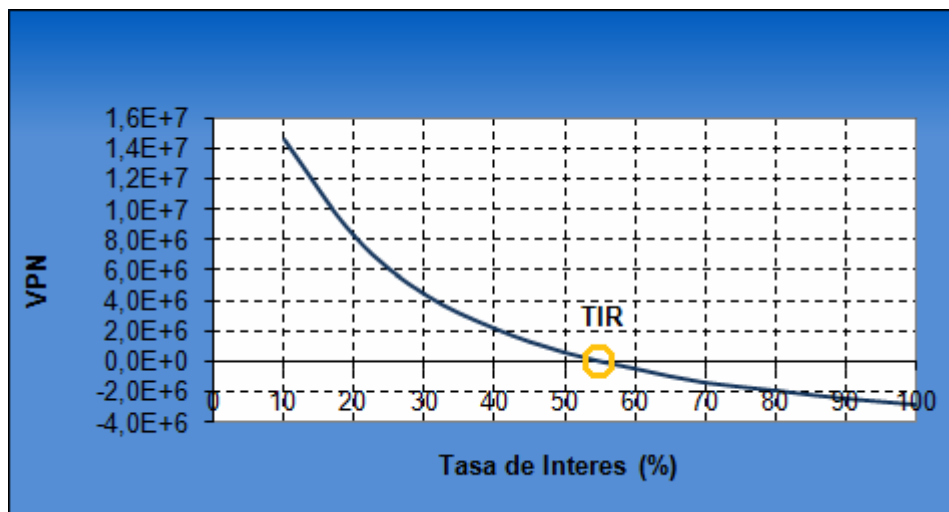
El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad [10]$$

Donde C= inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i_0 la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

Figura 8. Representación gráfica del TIR



1.3.2.2 Tasa Promedio de Retorno (TPR) La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo.

La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Flujos de Caja} / \text{Numero de años (n)}}{\text{Inversion Inicial}} \quad [11]$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

1.3.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O *PAYBACK TIME* El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean

iguales a la inversión inicial. También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

1.3.3.1 Tiempo de recuperación simple o *Payback* simple Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

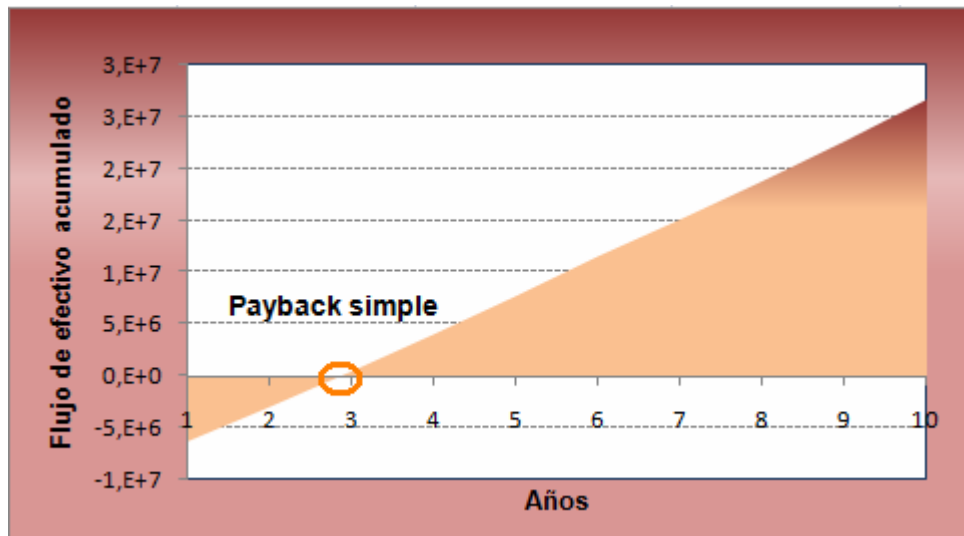
Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo.

La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\text{Payback simple} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Efectivo Anual}} \quad [12]$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo. Es decir, este método no diferencia entre el valor de un flujo de efectivo de US\$1 durante el primer año, y el valor del mismo flujo de US\$1 en un año posterior. En la figura 9, se observa una representación gráfica del *payback* simple, en función de los flujos de efectivo acumulados y el tiempo en años.

Figura 9. Representación gráfica del *Payback* simple



Adicionalmente, este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto

que únicamente indica cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser muy importantes en la determinación de la rentabilidad de un negocio o proyecto, por lo cual, el que tenga el menor tiempo de recuperación no necesariamente es el más rentable o el que debiera seleccionarse.

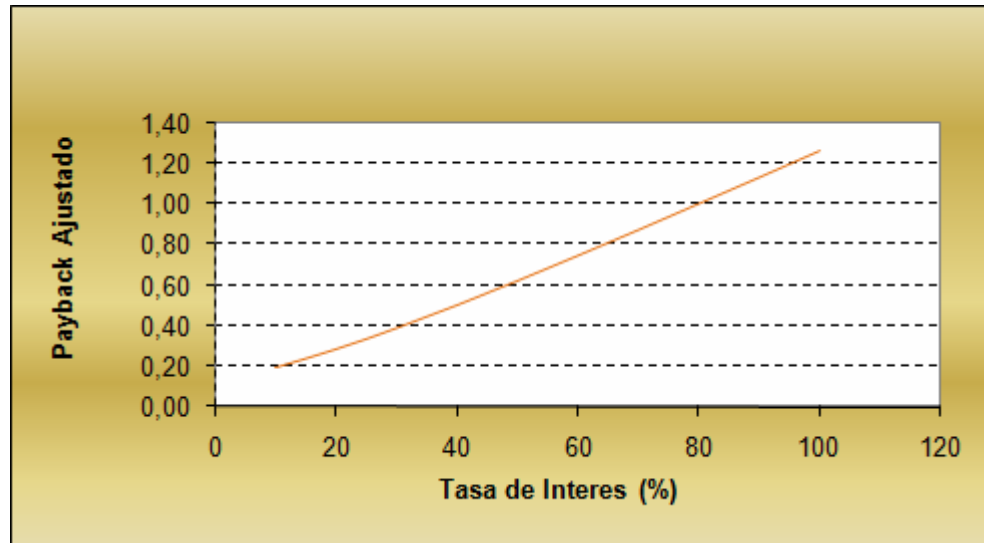
1.3.3.2 Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión. Este tiempo depende de la tasa de interés usada para el cálculo del valor presente, ya que a mayor tasa de interés, mayor será el tiempo de recuperación ajustado, como se observa en la figura 10.

La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{Payback ajustado} = \frac{VP_{\text{Inversión Inicial}}}{VP_{\text{Flujo de Efectivo Anual}}} \quad [13]$$

Figura 10. Representación gráfica del *Payback* ajustado



Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

2. ELEMENTOS INVOLUCRADOS EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR

Los elementos que gobiernan la evaluación económica en proyectos de inyección de vapor son por lo general numerosos y variados. Algunos de los elementos que mas impacto tiene en la economía de estos proyectos son la generación del vapor, el sistema de distribución del vapor y de los fluidos producidos, la perforación de pozos inyectoros y productores, el tratamiento del agua para la generación de vapor, las facilidades de producción, el combustible para el generador, las obras civiles y la operación y el mantenimiento de los elementos nombrados anteriormente.

El impacto económico que tiene cada elemento sobre el proyecto depende de la magnitud y condiciones en las cuales se va a desarrollar este. A continuación, se describen los elementos ya nombrados, pero el orden en que se explican no necesariamente es el orden de importancia de los mismos.

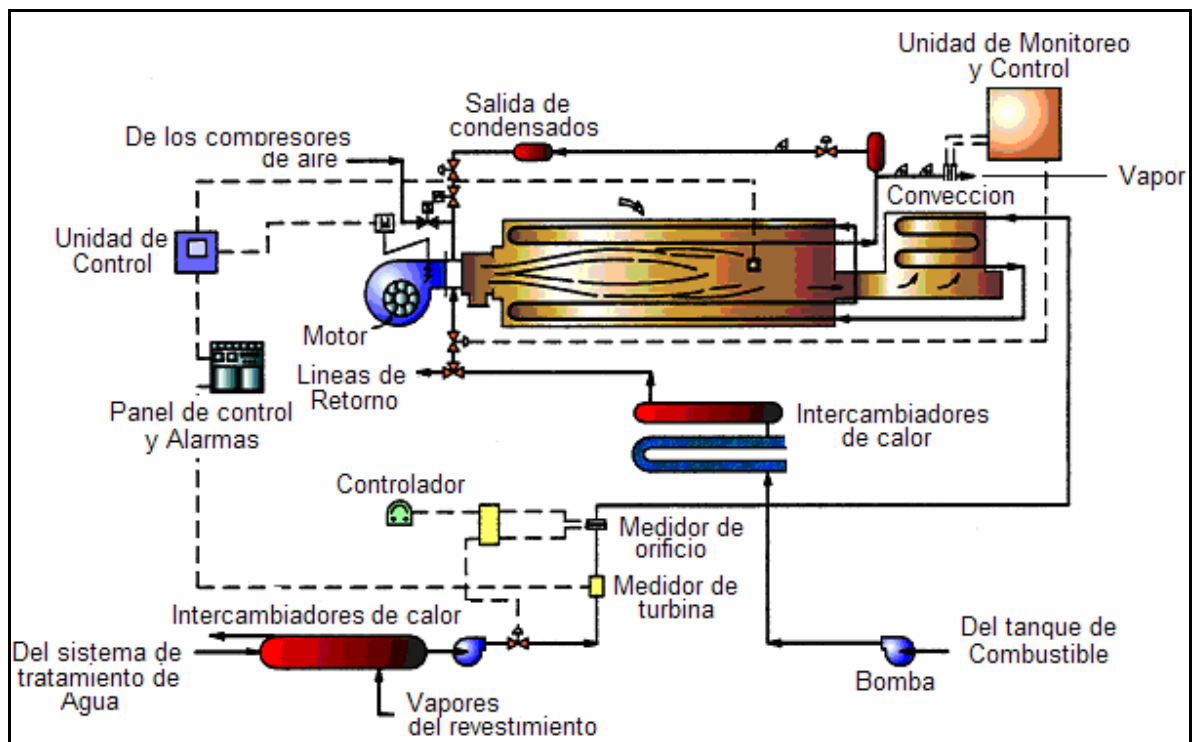
2.1 GENERACIÓN DE VAPOR

El generador de vapor es un equipo que permite convertir el agua en vapor húmedo suministrándole energía en forma de calor. El agua de alimentación debe ser previamente tratada, para que el generador pueda funcionar correctamente, para producir la energía requerida para el proceso. La figura 11 presenta el diagrama de flujo de un generador de vapor.

El agua es enviada a la sección convectiva del generador, en donde se precalienta en contracorriente por los gases de combustión y luego pasa a la sección de

radiación, en la cual se transfiere calor al fluido mediante el mecanismo de radiación desde la llama del generador. La eficiencia térmica es función directa de la temperatura de salida de los gases de combustión, razón por la cual, se desea que dentro de la sección convectiva la temperatura de entrada del agua sea moderada.

Figura 11. Diagrama del Generador de Vapor



Fuente: Modificado. Introduction to Steam Flood Facilities Design. Texaco. KRAUSE, J.D.

Los generadores se clasifican en estáticos y móviles. Los generadores estáticos, son los que siempre están en el mismo punto, es decir, si se quiere inyectar vapor en un pozo nuevo necesariamente se debe tirar la línea hasta el generador, si no existe. Véase la figura 12. Por su parte, los generadores móviles, son los que se pueden trasladar de un sitio a otro para inyectar vapor en cualquier pozo. La figura 13 presenta un generador móvil.

El equipo diseñado para el servicio en campos de crudo, es generalmente del tipo Paso Sencillo (Sin recirculación del vapor condensado). Esto reduce significativamente los requerimientos de calidad del agua de alimentación. También reduce la necesidad de atención de un operador de tiempo completo al sitio de generación, y el diseño ha probado ser el más óptimo de los sistemas de generación de vapor.

Figura 12. Generador de Vapor Estático



Fuente: Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías. BELTRAN, Jesús.

Figura 13. Generador de Vapor Móvil



Fuente: Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías. BELTRAN, Jesús.

En la tabla 2 se presentan las características operacionales de los generadores de vapor de uso común en campo.

Tabla 2. Especificaciones de los Generadores de Vapor

ESPECIFICACIONES	GENERADOR ESTÁTICO	GENERADOR MÓVIL
Tipo	Generador de paso único con serpentín de flujo en serie	Generador de paso único con serpentín de flujo en serie
Calidad del Vapor	75% - 85%	75% - 85%
Calor Generado	50 MMBTU/hr	25 MMBTU/hr
Consumo Promedio	80 – 90 gal/min	42 – 49 gal/min
Eficiencia de Operación	80% – 90%	80% - 90%
Temp. de Operación	550 °F	550 °F
Presión de Operación	1050 psi	1050 psi
Combustible requerido	1.5 MMPC/d	0.7 MMPC/d

Existen varios elementos que componen un generador de vapor, que permiten su correcto funcionamiento y eficiencia del equipo, a continuación se explicará las partes más importante de éste.

- ▲ **Controles y equipos auxiliares:** Son los instrumentos que permiten la operación del generador; registradores, indicadores de flujo, presión y temperaturas, que permiten ver los cambios que suceden en la operación. Sistemas de límite o corte protegen el generador de una mala operación sacándolo de servicio.
- ▲ **Bomba para agua de alimentación:** Es de desplazamiento positivo, triple, tipo pistón, provista de una válvula de derivación reguladora de caudal, que varía el

flujo según las condiciones de temperatura y presión requeridas en la operación.

- ▲ **Calentador para agua de alimentación:** Es un intercambiador de doble tubo, usado para aumentar la temperatura del agua de alimentación a 280° F. Se utiliza agua que sale del serpentín en la sección de convección.

- ▲ **Serpentín de la zona de convección:** Absorbe el calor de los gases de combustión, elevando la temperatura de 280°F a 500° F. Consta de tubos con aletas para aumentar la transferencia de calor. Gracias al diseño, los gases de combustión son enfriados desde 1600°F a 400°F.

- ▲ **Zona radiante y quemador:** Sección donde se recibe el calor final para convertir el agua en vapor húmedo con una calidad del 80%. Es de forma cilíndrica y esta provisto de tubos horizontales. En esta zona se pueden presentar roturas debido a las temperaturas generadas, ya que la llama puede tocar la superficie de los tubos. El quemador realiza la mezcla de aire combustible para la combustión.

- ▲ **Zona de transición:** Permite que los gases producidos sean enviados a la sección de convección.

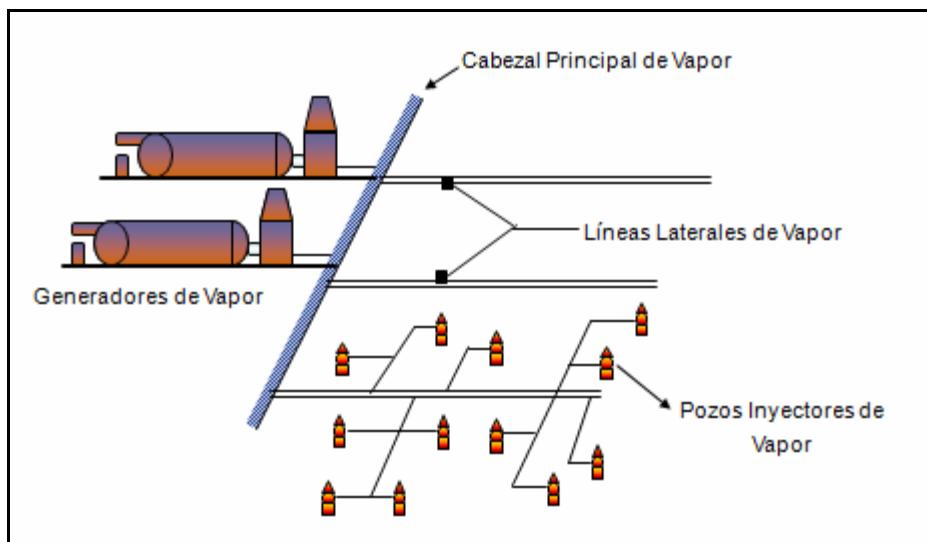
- ▲ **Sistema de combustible:** Suministra gas al quemador a una tasa y presión determinadas. Dispone de un sistema de atomización cuando el combustible es líquido. El aire ha de ser suministrado en suficientes cantidades para alcanzar la tasa de calor deseado. Combustiones incompletas generarán depósitos en diferentes secciones del sistema originando averías en el equipo.

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL VAPOR

Las líneas de superficie de una red de distribución de vapor comienzan en el lugar de generación de vapor y van hasta el cabezal del pozo inyector, como se muestra en la figura 14. Una red de distribución puede estar compuesta de líneas principales y líneas laterales.

El vapor del generador se entrega en el cabezal principal de vapor con una calidad de vapor entre 65% y 80%. Estos cabezales de vapor oscilan en tamaño desde 12 hasta 24 pulgadas, dependiendo de la capacidad del lugar de generación de vapor y los requerimientos de vapor en el área. El vapor es transportado desde el cabezal de vapor hacia las líneas individuales del pozo inyector, por el sistema lateral de vapor.

Figura 14. Sistema de distribución de vapor.



Fuente: Modificado. Surface Facilities Manual for Steamflooding Operations, Krause & Gilmar.

Al planear el diseño de las líneas, siempre debe tenerse en cuenta la expansión que sobre estas se puede ocasionar, para esto se utilizan los *loops*⁷ de expansión, igualmente, las cabezas de los pozos son equipadas para prevenir cualquier tensión mecánica o esfuerzos térmicos.

La tasa de entrega de vapor hacia cada pozo individual, es controlada por la instalación de algún elemento de control de flujo, usualmente en la cabeza del pozo inyector. Los dispositivos de control de flujo son comúnmente de dos formas: un choque estático conducido por presión de vapor a flujo crítico y un choque ajustable o válvula de control operada en el régimen de flujo subcrítico⁸.

Las líneas de superficie y los dispositivos de control de flujo, son diseñados para entregar vapor según las siguientes condiciones:

- ❖ A una tasa esperada a cada pozo inyector
- ❖ A una presión esperada de operación del sistema
- ❖ A la calidad de vapor deseada para cada pozo inyector.

2.2.1 CABEZALES PRINCIPALES DE VAPOR Su propósito, es recolectar el vapor producido por varios generadores, en uno o más lugares y entregar este vapor a las líneas laterales, para su distribución.

▲ **Aislamiento** El aislante de Silicato de Calcio, es generalmente, el material preferido para uso en cabezales de vapor, debido a que este material es bastante resistente y se presenta alto tráfico de personas alrededor del sitio de generación de vapor.

⁷ *Loops* : Aro

⁸ Krause, J.D. Introduction to Steam Flood Facilities Design. Texaco. California, 1986.

- ▲ **Válvulas de Cierre** Esta debe ser instalada en cada conexión con los laterales de vapor. Esto se hace para permitir el aislamiento de un lateral, para reparación o mantenimiento.

- ▲ **Líneas Anti Explosión** Debido a que un generador de vapor puede introducir cantidades significativas de agua fría al cabezal de vapor durante el arranque y las fases de apagado, es una práctica común instalar una línea anti explosión. Esta línea permite al operador dirigir la descarga desde el generador a la atmósfera en un sumidero, durante el arranque o durante las fases de apagado. Mediante el uso de esta línea, el operador puede minimizar los esfuerzos recibidos en el sistema del cabezal de vapor.

2.2.2 LÍNEAS LATERALES DE VAPOR Como se mencionó antes, el propósito de los sistemas laterales de vapor es entregar vapor desde los cabezales localizados en los sitios de generación hasta los pozos inyectoros de vapor. Las líneas de vapor pueden variar en tamaño, desde 2 pulgadas hasta 10 pulgadas. El sistema lateral de vapor está compuesto por líneas largas, alejándose de los cabezales de vapor y desembocando en líneas cada vez más pequeñas, hasta que por último el sistema entrega el vapor al ensamblaje en la cabeza de pozo.

Generalmente, la disposición del sistema lateral de vapor impide el uso de caminos circulares o anillos de flujo de vapor, lo que hace que una rama lateral termine dentro de otra. Esto se hace con el fin de prevenir situaciones riesgosas, cuando una parte del sistema debe ser aislada y despresurizada para reparación o mantenimiento.

- ▲ **Aislamiento y Pérdidas de Calor** Dependiendo de la presión de operación del sistema de distribución de vapor, la temperatura interna de operación puede variar desde 350°F hasta 600°F. A estas temperaturas, el tipo y grosor del

aislante de la tubería depende en gran medida de los factores económicos. Los tipos de aislante de tubería usados comúnmente en operaciones de inyección de vapor son: la fibra de vidrio, enrollada en lana con una capa delgada de hoja metálica, usualmente de aluminio y el silicato de calcio, enrollado con una barrera impermeable, seguido de una piel delgada de hoja metálica, usualmente de aluminio.

La conductividad térmica de la fibra de vidrio y el silicato de calcio es 0,022 y 0.017 Btu/hr-ft-°F, respectivamente. El coeficiente de convección para transferencia de calor, desde la piel exterior de la superficie aislante, es generalmente asumido en un rango desde 2 a 5 Btu/hr-ft-°F.

El grosor apropiado para aislante de tubería es de gran importancia, más aislante, al menos en el caso de tubería, no es necesariamente la mejor solución para reducir las pérdidas de calor.

▲ **Monitoreo y operación del sistema** Un sistema diseñado apropiadamente debe operar libre de mantenimiento. El problema más común de mantenimiento, es el material aislante, que casi siempre es dañado durante las actividades normales de campo.

En el presente, el monitoreo del sistema de distribución de vapor consiste en la lectura manual de las presiones de choque, para determinar la tasa de flujo hacia el inyector. Estos choques requieren cambios o ajustes regulares, para mantener un control aceptable de la tasa de inyección.

En todos los sistemas de distribución de vapor, se requiere control de la tasa de flujo de vapor para cada pozo inyector. Debido a que la presión de inyección en cabeza sobre cualquier pozo puede variar significativamente con el tiempo (como resultado del llenado del pozo, por ejemplo) y debido a que estas

presiones pueden variar de un pozo a otro (como resultado de las diferencias en la permeabilidad de formación, por ejemplo), el dispositivo escogido para controlar estas tasas de vapor debe tener la capacidad de ajuste para variar las presiones de inyección en cabeza. Un choque estático dirigido al flujo crítico y una válvula de control de ajuste manual, operada en el régimen de flujo subcrítico, son los dispositivos generalmente usados para controlar la tasa de inyección de vapor.

2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

El sistema de distribución de los fluidos de producción esta constituido por las líneas de flujo, los múltiples de producción y algunos accesorios como son las válvulas, los medidores de presión y temperatura, entre otros.

2.3.1 LÍNEAS DE FLUJO Las líneas de flujo de los pozos productores, corresponden a la tubería que transporta los fluidos desde el pozo hasta la facilidad de producción. La longitud de estas líneas es función de parámetros como: la localización de la facilidad de producción, el espaciamiento entre pozos, las características de los fluidos producidos y el número de facilidades en el campo.

Se pueden construir dos tipos de líneas de flujo, las líneas individuales y las comunes. El diámetro de estas, está basado en el flujo multifásico horizontal. El volumen de fluido transportado, está en función del diámetro de la tubería y de la presión que se le imponga al fluido para moverlo en su interior y la presión está a su vez en función de la densidad y la viscosidad del fluido.

2.3.2 MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN Un múltiple de producción es una unidad o elemento que reúne y centraliza el caudal de todos los pozos, cuya producción se va a procesar en la facilidad de producción. Estos ensamblajes están conformados por secciones de tubería o cabezales, válvulas, codos, válvulas cheques, dispositivos de medición de presión y temperatura, muestreadores y otros accesorios.

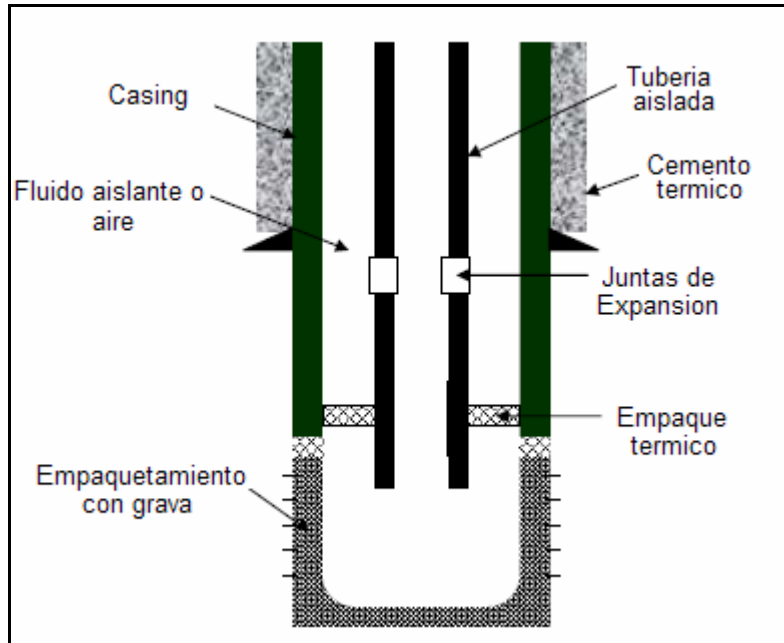
El dimensionamiento de los múltiples de producción se hace en función del caudal y de las características del fluido. El objetivo es encontrar un diámetro óptimo del cabezal de producción general con el cual se obtengan las mínimas caídas de presión (ΔP), como 1-2 psi, por el paso del fluido y una velocidad erosional o velocidad crítica de aproximadamente 5 pies/seg.

2.4 POZOS INYECTORES

El completamiento de los pozos de inyección de vapor, debe ser diseñado para que el vapor saturado y su contenido de calor a la tasa, presión o temperatura deseadas, puedan alcanzar la formación. El equipo para prevenir el daño en el pozo, la reducción en las pérdidas de calor y los efectos de los cambios de presión durante la inyección de vapor, demandan diseños térmicos específicos de completamiento de pozos.

Normalmente, los pozos inyectores tienen revestimientos con diámetros pequeños. El revestimiento de inyección debe ser lo suficientemente grande para que las múltiples herramientas de registros de producción, desviaciones, estimulaciones, limpieza o monitoreo del pozo, puedan entrar en el pozo.

Figura 15. Completamiento de un pozo para inyección de vapor



Fuente: Modificada. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. GONZALEZ, Deisy.

2.4.1 DISEÑO DEL REVESTIMIENTO El diseño apropiado del revestimiento es importante en los pozos de inyección de vapor porque las variaciones en temperatura resultan en grandes esfuerzos térmicos para el *casing*⁹, los cuales pueden causar la falla del mismo por rotura. Las condiciones más severas ocurren en pozos profundos donde se requiere inyección a alta temperatura y presión.

En pozos superficiales, el revestimiento falla raras veces, si ha sido cementado hasta superficie y si las temperaturas y presiones son bajas durante la inyección. Las fallas ocurren frecuentemente en sartas de más de 1500 pies de profundidad, a temperaturas calculadas entre los 400– 650 °F, y a presiones de 250 – 3200 psi. Si se conocen los efectos de la temperatura sobre el *casing*, es posible entender las causas de las fallas del mismo y desarrollar un criterio de diseño para el

⁹ *Casing*: Tubería de revestimiento

completamiento de los pozos térmicos. Cuantitativamente, la elongación térmica del revestimiento puede ser expresada como:

$$\Delta L = \alpha * (\Delta T) * L \quad [14]$$

Donde:

ΔL = Expansión lineal, (ft).

α = Coeficiente de expansión térmica.

ΔT = Incremento de la temperatura por encima de la temperatura promedio de la formación, (°F).

L = Longitud del revestimiento (ft).

La expansión lineal de un *casing*, sin tensión, sometido a un incremento de temperatura ΔT , está dada por la siguiente aproximación:

$$\Delta L = 1,26 * 10^{-5} * (\Delta T) * L \quad [15]$$

Un *casing* libre de 1312 pies de longitud, que sufre un incremento en temperatura de 392 °F se expande 3,12 pies. Si el *casing* no está libre para elongarse o doblarse (buen cemento de la columna entera), este sufre compresión pura cuando la temperatura incrementa. Esto se expresa en el campo elástico por medio de la siguiente ecuación:

$$k = E * \Delta L / L \quad [16]$$

Donde:

$k \approx 2.5$ MPa con ΔT °C o °K, o

$k \approx 360$ psia con ΔT en °C, o

$k \approx 200$ psia con ΔT en °F.

El módulo elástico E es igual a aproximadamente $2 \cdot 10^5$ MPa para el acero.

Para obtener una vida útil del *casing*, a pesar de la fatiga causada por los procesos continuos de expansión y compresión del metal, se recomienda no trabajar por encima de la temperatura del límite elástico. La temperatura de máximo incremento durante la operación es:

$$\Delta T_M = k_y / 2,5 \quad [17]$$

Donde:

k_y : límite elástico en MPa

Se recomienda el uso de *casing* de grado N-80. Cantidades típicas de expansión para tubería de acero en función del cambio de la temperatura son resumidas en la tabla 3.

Tabla 3. Relación entre el cambio de temperatura y la expansión del Revestimiento.

Cambio de Temperatura (°F)	Expansión (Pulgadas/100 ft)
10	0,145
100	0,893
200	1,691
300	2,519
400	3,375
500	4,296

Fuente: Surface Facilities Manual for Steamflooding Operations, Krause & Gilmar.

2.4.2 CEMENTACIÓN Los problemas básicos envueltos en la cementación de pozos de vapor son: el deterioro del cemento por las altas temperaturas, el rompimiento del depósito de cemento hacia la formación o hacia la tubería por terminación de tubería o agrietamiento por remoción de lodo, las malas técnicas de cementación y la falla del cemento por sobreesfuerzo durante las altas temperaturas y presiones durante la vaporización.

Para reducir estos problemas, debe ser aplicada la formulación apropiada de cemento. Los cementos usados típicamente son, los API Clase A o G, o los cementos de aluminato de calcio. Estos cementos exhiben relativamente buena estabilidad térmica, pero para mejorar su desempeño se usan aditivos. Uno de los aditivos más importantes, es la sílice, que usualmente eleva en un 30% a 40% el total del peso del cemento.

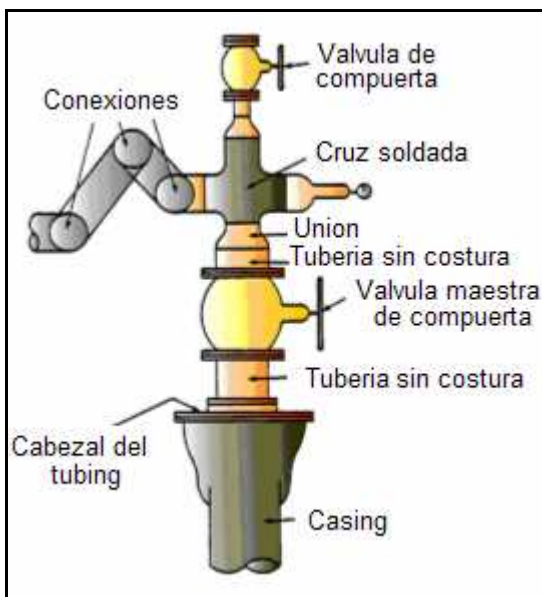
Para mejorar las propiedades de depositación del cemento, se añade cloruro de sodio al agua de mezcla en concentraciones desde el 10% del peso por encima de la saturación. El cloruro de sodio mejora las propiedades de expansión del cemento.

2.4.3 DISEÑO DE LA CABEZA DE POZO Las configuraciones de la cabeza de pozo son una parte integral en el diseño del proyecto. El ensamble de la cabeza de un pozo de inyección que ha dado muy buenos resultados, es el mostrado en la figura 16. Este diseño esta basado en las siguientes recomendaciones, que deben ser incorporadas en el diseño de empaques y cabeza de pozo de inyección:

- ❖ Los árboles de inyección deben proveer acceso fácil para insertar termocuplas u otros dispositivos para medición de temperatura.

- ❖ Se requieren un empaque térmico y una unión expansiva para disminuir la posibilidad de fallas térmicas inducidas en el revestimiento.
- ❖ Deben ser usados componentes de roscado y sello especiales que puedan tolerar altas temperaturas durante prolongados períodos de tiempo.

Figura 16. Ensamble de cabeza de pozo.



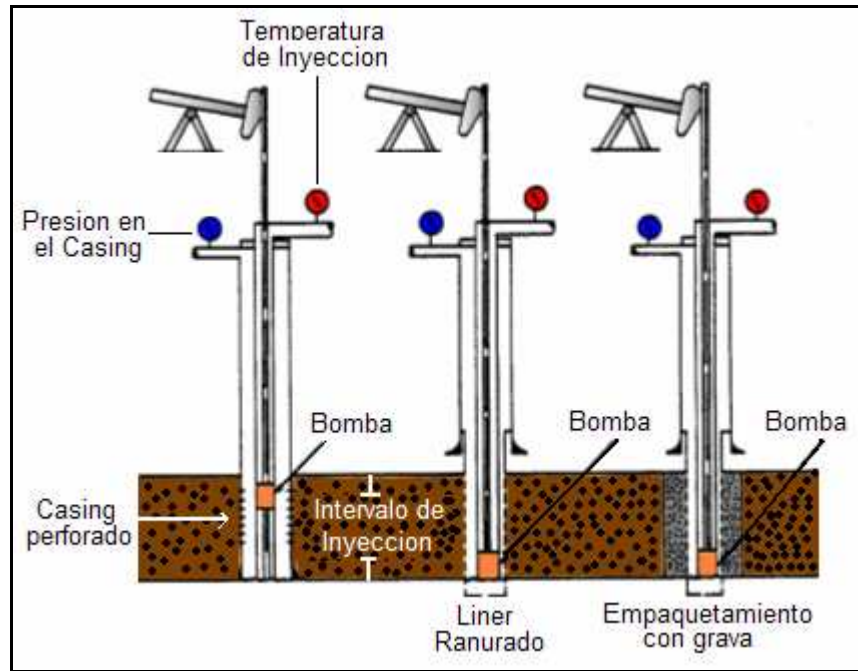
Fuente: Thermal Well Completions and Operations. Frankfurt, 1963. GATES, C.F.

2.5 POZOS PRODUCTORES

El completamiento de pozos productores en un proceso de inyección de vapor, es esencialmente el mismo que para cualquier pozo productor normal. Los diferentes tipos de completamiento son: revestimiento cañoneado, *liner*¹⁰ ranurado y flujo en empaque de grava, como se observa en la figura 17.

¹⁰ *Liner*: Tubería de producción

Figura 17. Completamiento de pozos productores



Fuente: Modificada. Thermal Well Completions and Operations. Frankfurt, 1963. GATES, C.F.

El diseño del revestimiento para pozos productores, es el mismo que para los pozos inyectoros, debido a que estos están sujetos a altas temperaturas cuando encuentran la llegada del vapor en la cara de la arena productora.

El pozo debe ser completado con un revestimiento lo suficientemente grande, para permitir la instalación de configuraciones de tubing y bombas, con el tamaño suficiente que permitan bombear el crudo pesado del pozo.

2.5.1 CEMENTACIÓN La cementación en un pozo de inyección de vapor, debe realizarse adecuadamente, para contener vapor en la zona de flujo. Si es posible, la sarta debe estar cementada hasta superficie, para contener esfuerzos térmicos

y prevenir el movimiento excesivo. La cementación hasta superficie, también ayuda en la protección contra la corrosión.

Los cementos convencionales pierden su resistencia a la compresión y se vuelven permeables al ser sometidos a una temperatura de 230 °F. Por encima de esta temperatura, se puede obtener estabilidad térmica adicionando de 30 al 60% de sílica flour al cemento; los cementos más usados son los cementos clase G. Por otra parte, adicionando menos del 10% de cloruro de sodio al agua de mezcla, se incrementa el coeficiente de expansión del cemento y provee mejor adherencia a la columna y a las formaciones.

2.5.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO El sistema de levantamiento utilizado para la producción de crudos pesados en un proceso de inyección de vapor, generalmente es el bombeo mecánico. Este sistema consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas.

Una unidad típica de bombeo mecánico consiste de cinco componentes básicos: el movimiento primario rotatorio, el cual suministra la potencia del sistema; la unidad de transmisión de potencia o caja reductora de velocidades; el equipo de bombeo en superficie, el cual transforma el movimiento primario en movimiento lineal oscilatorio; la sarta de varillas, la cual transmite el movimiento y la potencia a la bomba de subsuelo; y la bomba de subsuelo.

Existen varios tipos de unidades de bombeo mecánico, que constan de las mismas partes y principio de funcionamiento, pero su arreglo es diferente, como lo son las unidades convencionales, balanceadas en la viga, balanceadas por aire, de recorrido largo y Mark II.

Figura 18. Unidad de bombeo mecánico



2.6 TRATAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN AL GENERADOR

La función primaria del sistema de tratamiento de agua de alimentación, es tratarla para alcanzar las especificaciones requeridas para la generación de vapor. El tratamiento del agua consiste en remover el oxígeno para prevenir la corrosión; remover los sólidos para prevenir las escamas en los generadores y en la cara de la formación; remover los iones de calcio, magnesio y hierro para prevenir las escamas dentro de los generadores.

Algunas de las propiedades del agua importantes para determinar el grado de pureza que se emplea en un proyecto de inyección de vapor son:

❖ **Color, Olor y Sabor:** Estas propiedades son originadas por impurezas de índole orgánico e inorgánico, como cuerpos sólidos o líquidos en suspensión, materiales colorantes, bacterias, gases disueltos (O_2 , H_2S y CO_2), sales minerales y materiales coloidales. De esta manera, la proporción en que se

encuentren estos agentes contaminantes, determinarán el tratamiento que se debe realizar al agua para generar vapor.

- ❖ **Alcalinidad:** La alcalinidad del agua depende del origen de ésta, tal que un pH no adecuado, originará incrustaciones y corrosión en el generador y en el pozo.
- ❖ **Dureza:** Involucra la presencia de elementos como Calcio, Magnesio, Estroncio y Bario, los cuales deben ser removidos por mecanismos de intercambio iónico.

Las características del agua que sale hacia los generadores, debe cumplir con los siguiente parámetros: dureza 0 ppm, sólidos disueltos 200 ppm máximo, pH 7.0 a 7.5 y contenido de oxígeno 0 ppm. Para alcanzar estas metas, son usados: asentadores de minerales, quemadores agrícolas de sulfuro, depuradores, humus (tierra diatomácea) o filtros, suavizadores y una variedad de tanques, bombas y químicos (figura 19).

Figura 19. Planta tratamiento de agua



2.6.1 FILTROS La filtración del agua es el proceso mediante el cual, las materias en suspensión son separadas del agua, haciéndolas pasar a través de un medio poroso. En la práctica este medio poroso generalmente es arena.

Las características del medio filtrante se pueden analizar por dos aspectos principales:

- ❖ Desde el punto de vista de filtración: que evite el paso de materiales en suspensión a través de los filtros, detenga las materias de suspensión lo más flojamente posible para facilitar el lavado y detenga el mayor volumen posible de sólidos suspendidos en el agua sin obstruirse.
- ❖ Desde el punto de vista del lavado: que se limpie solo, quedando libre de sólidos en suspensión, adherentes al final de un lavado, permita el paso del agua con suficiente velocidad para quitar todos los sedimentos sin mayor pérdida de arena.

Los elementos más frecuentemente usados para construir el medio filtrante son: la antracita, la arena y la grava. La antracita tiene una menor densidad que la arena, lo cual permite una mayor área de filtrado. La arena para filtros rápidos y a presión, debe ser un poco más gruesa que la empleada en filtros de acción lenta. En la elección de la arena es indispensable tomar en consideración dos factores: el descenso o paso del agua a través de la arena y el paso del agua limpia hacia arriba a través de la arena durante el retrolavado. En muchas ocasiones es recomendado emplear una capa de antracita encima de la arena normal de filtración. La capa de grava de un filtro rápido se forma por lo común de piedras cuyo diámetro varía de 1/16" a 3".

2.6.2 SUAVIZADORES Los suavizadores se utilizan para eliminar la dureza del agua, es decir los iones de calcio y magnesio, los cuales al ser sometidos a altas temperaturas forman escamas. En esta operación generalmente se utilizan dos unidades, la primera para ablandar y la segunda para refinar el agua.

2.6.3 TRATAMIENTO QUÍMICO El tratamiento del agua consiste, en términos generales, en una serie de procesos químicos cuya finalidad es remover o reducir a niveles aceptables las impurezas presentes en el agua y que puedan afectar la recuperación, restando vida útil a los equipos y causando daño a la formación.

- ▲ **Control Inorgánico** A través de este control se remueven elementos que originan la dureza del agua, tales como Bicarbonato de Calcio o Magnesio y Cloruros de Calcio o Magnesio. El proceso de su remoción recibe el nombre de Suavización o ablandamiento del agua; para llevar a cabo este proceso la planta de tratamiento de agua, consta de un sistema de ablandamiento (suavizadores) que es alimentado con agua filtrada.

- ▲ **Control Orgánico** Por medio de este proceso, se busca la eliminación de microorganismos y algas mediante recursos como, la ebullición del agua o la aplicación de Sulfato de Cobre.

- ▲ **Control de Oxígeno** El sistema de control de oxígeno consta de un quemador, que quema el azufre elemental para formar dióxido de azufre y un tratamiento químico. El dióxido de azufre, se inyecta en el agua producida y forma ácido sulfuroso, que reacciona con el oxígeno del agua para formar ácido sulfúrico. Los quemadores de azufre son muy fáciles de operar; sin embargo, la combustión incompleta y la formación de mucha ceniza, ocurren frecuentemente, se puede utilizar el azufre potenciado para evitar la formación de ceniza.

El mantenimiento de los quemadores de azufre, involucra la limpieza del aspirador, la remoción de ceniza y residuos sólidos de la cámara mezcladora una vez al mes. El ácido sulfuroso producido de las reacciones del quemador de azufre, reduce el contenido de oxígeno en el agua a aproximadamente 0.1mg/l. La siguiente reducción hasta 0.01 a 0.05mg/l (que es la concentración requerida para un control efectivo de la corrosión), es efectuada por una pequeña cantidad de tratamiento químico, en la corriente arriba del quemador de azufre. El tratamiento químico generalmente usado es, bisulfito de sodio catalizado por cloruro de cobalto. El sulfito de amonio catalizado por cloruro de cobalto también funciona.

▲ **Neutralización** En el tratamiento de neutralización que el agua recibe, se busca estabilizar los niveles de pH, tal que para un agua ácida puede emplearse Fosfato Trisódico y para un agua básica puede emplearse ácido Clorhídrico. Mantener un pH adecuado, evita que el generador reciba aguas ácidas y así no se corroerán los serpentines.

2.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Una facilidad de producción, es un conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las fases de un campo de petróleo, y además se implementa el tratamiento de cada una de estas, para poderlas comercializar o disponerlas, sin alterar el equilibrio del medio ambiente. Los elementos principales de una facilidad son: separadores, tratadores térmicos y electrostáticos, *Gun barrel*¹¹, tanques de almacenamiento, *skimmer*¹², unidad de flotación, piscinas de

¹¹ *Gun Barrel*: Tanque de lavado

¹² *Skimmer*: Separador API

sedimentación, piscina de oxidación, unidad *LACT*¹³ y otros accesorios necesarios para su funcionamiento.

2.7.1 SEPARADORES Son recipientes donde se deposita una mezcla de fluidos que no so solubles entre si; en general operan a presión. En la industria petrolera, se utilizan los separadores para segregar el gas natural, el petróleo crudo o hidrocarburos líquidos (condensados) y el agua de producción de los pozos.

Se conocen con varios nombres: separadores, separadores de agua libre, tambores y depuradores. Se clasifican según el servicio, según la forma y según el número de fases a manejar, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Clasificación de los separadores

Según el servicio	Según la forma	Según el número de fases a manejar
Separador General	Separador Horizontal	Separador Bifásico
Separador de Prueba	Separador Vertical	Separador Trifásico

Independientemente de la clase de separador, la separación se fundamenta en la diferencia de gravedades específicas, velocidades y tiempo de retención o residencia necesario, para permitir que actué la fuerza de gravedad.

La selección de un separador esta influenciada por, el grado de separación necesaria o pureza de las corrientes delante del separador, por el costo y por el espacio disponible.

¹³ *LACT*: Lease Automatic Custody Transfer, Unidad de medición de crudo vendido.

Figura 20. Separadores de prueba



Al determinar las dimensiones (diámetro y altura), se deben considerar factores tales como: pulsaciones en el flujo, máximas cantidades de gas y de líquido, temperatura y presión de operación, gravedad específica del gas y del líquido, tiempo de residencia o retención necesario para el líquido, necesidad de separación de agua del hidrocarburo, presencia de sólidos y tendencia del líquido a formar espuma¹⁴.

2.7.2 TANQUES Son recipientes utilizados para almacenar los fluidos de producción y constituyen equipos básicos en la facilidad. Además de proteger el producto de las contaminaciones tales como, materias extrañas o lluvia, disminuyen las pérdidas.

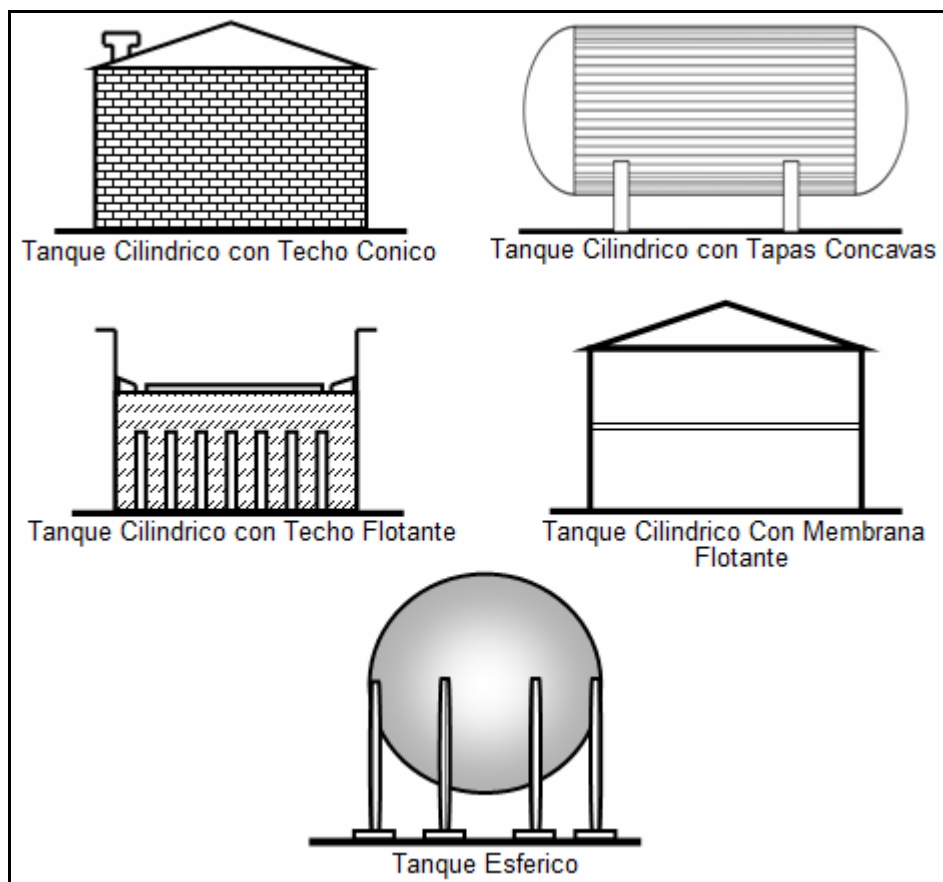
Los tanques se pueden clasificar de tres formas: según su forma, según el producto que almacenan y según su uso (ver tabla 5). En la figura 21, se presentan los tanques de almacenamiento según su forma.

¹⁴ Texas Petroleum Company. Manual de recolección y tratamiento de crudo. Campo Teca Vol. 2/3.

Tabla 5. Clasificación de los tanques

Según su forma	Cilíndrico con techo cónico Cilíndrico con fondo y tapa cóncavos Cilíndrico con techo flotante Cilíndrico con membrana flotante Esféricos
Según el producto que almacenan	Para crudos Para derivados y refinados Para residuos
Según su uso	Almacenamiento Prueba Lavado

Figura 21. Tanques de almacenamiento según su forma.



Fuente: Diseño y Montaje de una Estación para Tratamiento y Manejo de Crudo. MECON, G.

2.7.3 TRATADORES TÉRMICOS Son separadores de tres fases que separan el agua libre con sedimentos, el agua en emulsión y el gas del petróleo crudo de la emulsión. Son unidades a presión para tratar cualquier tipo de emulsión (figura 22). Pueden ser verticales u horizontales y usar uno u otro depende de las condiciones de operación, la disponibilidad del equipo y de espacio, y de la experiencia y preferencia del equipo de trabajo.

Estos separadores están provistos de un tubo de fuego, que provee una temperatura adecuada para que el contenido de BS&W en el crudo al entrar al tratador sea menor a 30%. Esta temperatura es suministrada por un quemador dual, que se apaga por bajo nivel y alta temperatura. El equipo en su interior contiene un distribuidor de carga, un tubo de fuego, una platina con perforaciones circulares y rectangulares, ubicada inmediatamente después del tubo de fuego. Esta platina esta ubicada a unos 2.5 pies del fondo del separador, con el fin de permitir que el agua fluya libremente, además ayuda a la liberación del agua y a estabilizar el flujo y la presión dentro del equipo. En el fondo del equipo se encuentra una cámara triangular, con el fin de recolectar los sedimentos, los cuales son drenados a través de válvulas desarenadoras al separador API.

Figura 22. Tratador térmico



En la parte posterior interna del equipo, después de la platina perforada, se encuentran dos colectores de crudo ubicados a lado y lado, estos colectores controlan su nivel con una válvula de mariposa, una vez recogido el crudo separado de la emulsión es enviado a los tratadores electroestáticos, regulando la descarga con válvulas neumáticas controladoras de nivel. Las válvulas de mariposa de los colectores son operadas desde la parte externa del separador; el agua que se separa, sale del recipiente por un drenaje controlado por una válvula neumática, que recibe una señal eléctrica enviada desde un sensor de tipo conductivo el cual controla el nivel de la interfase.

El gas producido (separado), sale controlado por la válvula que regula la presión en el separador, este gas va al depurador, con una válvula de relevo de presión que descarga al separador API.

2.7.4 TRATADORES ELECTROESTÁTICOS Son ampliamente utilizados para la descomposición de emulsiones fuertes, en complemento al tratamiento químico con desémulsificante y al calentamiento en separadores térmicos de agua libre¹⁵ (figura 23).

Son recipientes cilíndricos ubicados en forma horizontal. El principio básico es, colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de un alto potencial después del calentamiento moderado. El campo electrostático promueve la coalescencia de las gotas de agua.

¹⁵ Texas Petroleum Company. Manual de mantenimiento de equipos de superficie. Campo Teca Vol. 1/3.

Figura 23. Tratador electroestático



Fuente: Evaluación técnica de las pérdidas de calor en superficie en los pozos sometidos a inyección cíclica de vapor – campo Teca. Ospina, Johan.

Estos tratadores contienen una sección de parrillas, que crean un campo magnético, el cual promueve la coalescencia de las gotas de agua, y una sección de calentamiento, provista de dos calentadores tubulares, que transmiten al crudo la temperatura adecuada, para que la separación del gas, agua-salmuera, y sedimentos sea adecuada.

2.7.5 SEPARADORES API (SKIMMER) Son recipientes abiertos provistos de baffles, en algunos casos cerrados, que recogen el agua procedente de los tratadores y drenajes de los tanques; facilitan el reposo para la separación o eliminación completa por gravedad del petróleo atrapado en el agua.

Está provisto de bombas y motores eléctricos, para recuperar el aceite y enviarlo nuevamente al tratamiento, igualmente, se direcciona el agua al tratamiento de aguas residuales.

Figura 24. Separador API



Fuente: Evaluación técnica de las pérdidas de calor en superficie en los pozos sometidos a inyección cíclica de vapor – campo Teca. Ospina, Johan.

2.8 COMBUSTIBLE PARA EL GENERADOR

El crudo producido y el gas natural son los dos tipos de combustible comúnmente usados para la generación de vapor en campo. El crudo producido es usado frecuentemente pero, debido a las condiciones ambientales y económicas del crudo, el gas natural es preferido. Las dificultades operativas, y por tanto los costos asociados con el gas natural quemado, son significativamente menores que aquellos asociados con el crudo quemado.

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, solo o acompañando al petróleo o a los depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano, en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 o 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados.

El gas natural se mide en metros cúbicos (a una presión de 75'000 Pascal y una temperatura de 15°C) o en pies cúbicos (misma presión y temperatura). Normalmente, la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas, se miden en millares o en millones de pies cúbicos (Mcf y MMcf). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos (Tcf).

La cantidad de energía producida por la combustión de un volumen de gas natural (poder calorífico), se mide en Unidades Térmicas Británicas (Btu). El valor del gas natural, es determinado por su potencial energético, que es medido en Btu. El poder calorífico del gas depende de su composición, entre más componentes pesados tenga, mayor será este. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 Btu, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1'500 Btu.

2.9 SERVICIO ELÉCTRICO

Los proyectos de inyección de vapor necesitan energía eléctrica para la iluminación, controles, quemadores, bombas de transferencia de agua, bombas de inyección de químicos, bombas de inyección de agua de alimentación y para operar diversos equipos que se encuentran en el campo. La energía consumida se mide en kilo-vatio por hora y el costo de esta depende del lugar donde se encuentre el campo. Además cada equipo tiene diferentes requerimientos de energía para su funcionamiento, lo cual también tendrá impacto sobre el consumo energético total.

2.10 OBRAS CIVILES

En un proyecto de inyección de vapor, como en cualquier proyecto de la industria petrolera, las obras civiles cumplen un papel importante, porque en la mayoría de las situaciones se requiere de la adecuación del lugar para desarrollar el proyecto, ya que por lo general, estos lugares están en zonas inverosímiles, como desiertos y selvas o simplemente, lugares donde la topografía hace que el acceso sea difícil.

Esta adecuación incluye obras como: vías de acceso, planchadas, puentes vehiculares, locaciones de los pozos y el campo, y localización de los pozos, entre otros.

Figura 25. Localización de un pozo y construcción de vía de acceso



2.11 MANTENIMIENTO DE POZOS Y EQUIPOS

El mantenimiento hace referencia a las acciones necesarias para mantener el proyecto en condiciones óptimas de operación. Para esto, se debe contar con personal calificado y programas de servicios de mantenimiento periódicos, dependiendo del equipo y de la situación.

En la producción de crudo por inyección de vapor, uno de los problemas más importantes que se presenta es la producción de arena, lo que conlleva, a realizar mantenimiento periódico a los pozos, que incluyen operaciones de limpieza y cambio de equipo de fondo de producción.

Además de esto, las unidades de levantamiento artificial, como todos los demás equipos que se utilizan en el campo y algunos procesos, deben tener un programa de mantenimiento. Dentro de los servicios de mantenimiento, se puede considerar el control de: la calidad del agua de inyección, la corrosión en el generador, del estado mecánico del pozo, del estado de las tuberías de superficie y de las instalaciones eléctricas y accesorios.

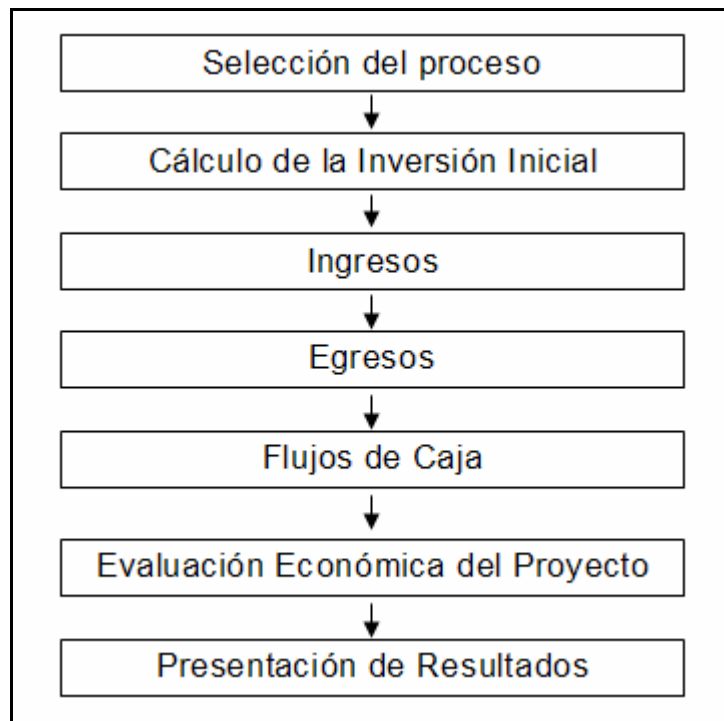
3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR

El análisis económico tiene especial importancia en los proyectos que requieren una alta inversión y además conllevan altos costos de operación y desarrollo, como en el caso de la inyección de vapor. Desde una perspectiva financiera, la necesidad de analizar y evaluar estos proyectos, se origina fundamentalmente, en la búsqueda de la maximización del rendimiento y el análisis de la incertidumbre o riesgo asociado con la implementación del mismo. Esto obliga, a destinar recursos solo a aquellos proyectos que ofrecen el mayor beneficio y que a la hora del análisis, presenten un alto grado de certeza de que su desarrollo arrojará resultados positivos.

La evaluación económica es un proceso de gran complejidad que involucra un sin número de variables relacionadas con la naturaleza del proyecto, tales como: la infraestructura, los ingresos, los costos de operación y mantenimiento, los impuestos y otros. El impacto económico que tiene cada variable, depende de la magnitud y condiciones bajo las cuales se va a desarrollar la inyección de vapor. Dada la importancia de evaluar este tipo de proyectos, se propone una metodología para la evaluación económica de un proyecto de inyección de vapor, en la cual se integren las variables involucradas en la generación, tratamiento y transporte de vapor. Esta metodología consta de un número de pasos fundamentales clasificados en cuatro categorías: los datos ingresados por el usuario, el procesamiento de la información, la evaluación económica y la presentación de resultados. Esquemáticamente la metodología general a seguir, se presenta en la figura 26, donde la selección del proceso, la inversión inicial, los ingresos y los egresos hacen parte de los datos ingresados por el usuario; el flujo

de caja corresponde al procesamiento de la información y finalmente la evaluación y presentación de resultados.

Figura 26. Metodología para la evaluación económica de un proyecto de inyección de vapor



3.1 SELECCIÓN DEL PROCESO

La inyección de vapor en un yacimiento puede llevarse a cabo en forma cíclica o continua. Dependiendo del proceso existen diferencias técnicas que caracterizan a cada uno de ellos; por tal razón para realizar una evaluación económica adecuada del proyecto, es necesario establecer inicialmente si la inyección de vapor se va a hacer de forma cíclica o continua.

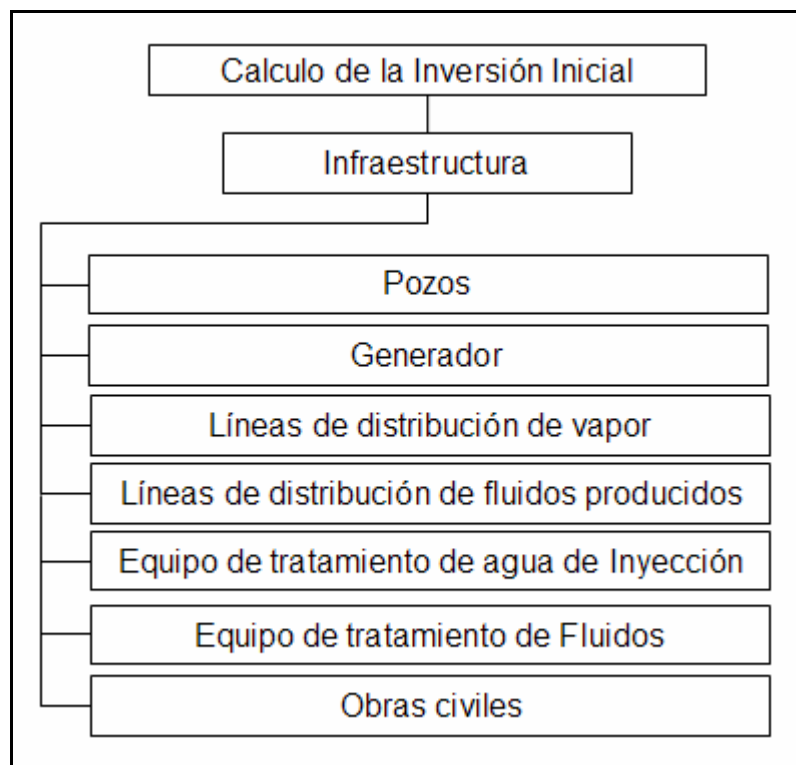
La diferencia más significativa en la selección de los procesos, para la evaluación económica, es el tipo de pozo que se emplea. Para la inyección continua, se

requieren dos tipos de pozos: los inyectores y los productores; mientras que para la inyección cíclica solo se requiere de un tipo de pozo: inyector-productor.

3.2 INVERSIÓN NETA O INICIAL

En un proyecto de inyección de vapor, la inversión inicial esta conformada por la adquisición de la infraestructura necesaria para ponerlo en marcha. Esta infraestructura la componen: los pozos, sean estos productores e inyectores cuando se trata de inyección continua o pozos inyectores-productores cuando es cíclica; el generador o los generadores según sea necesario; las líneas de distribución del vapor y de los fluidos producidos, y los equipos necesarios tanto para el tratamiento del agua de inyección como para el tratamiento de los fluidos producidos, ver figura 27.

Figura 27. Calculo de la inversión inicial.



3.2.1 POZOS La etapa de perforación de un pozo se inicia acondicionando el terreno mediante la construcción de locaciones para la ubicación del equipo de perforación. La profundidad de un pozo es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de inyectar vapor. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

El diseño y composición de los fluidos de perforación, se establece de acuerdo a las características físico-químicas de las distintas capas a atravesar. Como fluidos base de perforación se utilizan distintos elementos líquidos y gaseosos, desde agua, dulce o salada, hasta hidrocarburos en distintas proporciones con agua o cien por ciento hidrocarburos. La selección del fluido a utilizar y sus aditivos dependen de las características del terreno a perforar, profundidad final, disponibilidad, costos, cuidado del ambiente, etc.

Durante la perforación de un pozo se realiza el revestimiento del mismo con *casing* conductor, intermedio y de producción, y la posterior cementación de los mismos, para asegurar la estabilidad del pozo. Igualmente, se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenido de agua, de petróleo y de gas.

La broca es la herramienta de corte que permite perforar y vencer a las distintas y complejas formaciones del terreno que se interponen entre la superficie y los hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos). Hay así brocas de 1, 2 y hasta 3 conos montados sobre rodillos o bujes de compuestos especiales; estos conos, ubicados de manera concéntrica, son fabricados en aceros de alta dureza, con dientes tallados en su superficie o con insertos de carburo de tungsteno u otras aleaciones duras; su geometría responde a la naturaleza del terreno a

atravesar. La broca cuenta con uno o varios pasajes de fluido, que orientados y a través de orificios (jets) permiten la circulación del fluido. El rango de diámetros de la broca es muy amplio, pero pueden indicarse como más comunes los de 12 ¼ y de 8 ½ pulgadas.

Habiéndose determinado los intervalos de interés, correlacionando los perfiles a pozo abierto y entubado, y comprobando la calidad de la cementación, es necesario poner en contacto cada estrato seleccionado con el interior del pozo mediante el cañoneo o perforación del *casing* y del cemento. Luego se procede a realizar el respectivo completamiento con el equipo de inyección o de producción, según sea el caso; este equipo incluye tanto el de superficie como el de fondo de pozo.

En general, en la perforación de un pozo, hay ciertos costos que varían dependiendo de la profundidad del mismo. Aumentará el costo del alquiler del equipo de perforación, se necesitará una mayor cantidad de combustible, lubricantes, lodo de perforación y cemento. El costo de los registros varía dependiendo del tipo que se requiera tomar. El costo del revestimiento depende del diámetro del mismo; pues como es de esperar, a mayor diámetro, será mayor el costo por pie de profundidad, lo mismo sucede con el costo de las brocas. En cuanto a la sarta de inyección y a la cabeza de inyección, los costos varían según el diámetro de los mismos. El equipo de fondo de pozo, esta compuesto por empaques térmicos, juntas de expansión, centralizadores, juntas de seguridad para altas temperaturas y otros.

El costo de la perforación de un pozo, sea inyector, productor o inyector-productor, se puede obtener de dos formas; la primera, teniendo un valor aproximado del costo total del pozo, y la segunda, teniendo costos de los componentes relacionados con la perforación de estos. Si el análisis se hace teniendo en cuenta cada uno de los elementos, se debe introducir valores de

todos ellos; sino se tienen todos los valores, el resultado es incorrecto, por lo tanto, se debe aproximar un costo total, y con este valor se realiza la evaluación económica.

Como se nombró anteriormente, en la inyección cíclica se tiene en cuenta una sola clase de pozo, el cual funciona como un pozo inyector y productor dependiendo del arreglo que este funcionando en el momento; sus componentes se pueden ver en la tabla 6; mientras que en la inyección continua, se deben perforar pozos inyectores y productores; en la tabla 7 y la tabla 8 se muestran los componentes relacionados con estos. El costo de cada componente está dado en dólares (US\$), y es igual al costo unitario por la cantidad. Al final la suma de todos los elementos es igual al costo total de perforación del pozo.

Tabla 6. Componentes relacionados con la perforación de pozos inyectores-productores

Componentes	Cantidad (Unidad)	Costo Unitario (US\$/Unid)	Costo Total (US\$)
Locación			
Alquiler del equipo de perforación			
Combustible y lubricantes			
Lodo de perforación y aditivos			
Registros			
Cementación			
Casing			
Brocas			
Cañoneo			
Sarta de Inyección y de producción			
Cabeza de Inyección			
Equipo de levantamiento			
Equipo de Fondo de pozo			

Tabla 7. Componentes relacionados con la perforación de pozos inyectores

Componentes	Cantidad (Unidad)	Costo Unitario (US\$/Unid)	Costo Total (US\$)
Locación			
Alquiler del equipo de perforación			
Combustible y lubricantes			
Lodo de Perforación y aditivos			
Registros			
Cementación			
<i>Casing</i>			
Brocas			
Cañoneo			
Sarta de Inyección			
Cabeza de Inyección			
Equipo de Fondo de pozo			

Tabla 8. Componentes relacionados con la perforación de pozos productores

Componentes	Cantidad (Unidad)	Costo Unitario (US\$/Unid)	Costo Total (US\$)
Locación			
Alquiler del equipo de perforación			
Combustible y lubricantes			
Lodo de Perforación y aditivos			
Registros			
Cementación			
<i>Casing</i>			
Brocas			
Cañoneo			
Sarta de producción			
Equipo de fondo de pozo			
Equipo de levantamiento			

3.2.2 GENERADORES DE VAPOR En cuanto a los generadores de vapor, su costo inicial dependerá de su capacidad dada en MMBTU/hr y si es estático o móvil. Ver tabla 9. La selección y cantidad de generadores necesarios, se basa en tipo de proceso que se va a llevar a cabo en el campo, considerando aspectos como: la duración del ciclo, la duración del periodo de inyección, la duración del periodo de producción; el patrón de inyección a usar y la cantidad de vapor requerida. La eficiencia térmica de los generadores se toma como el 80%, porque la experiencia del trabajo en campo, demuestra que un generador nunca trabaja al 100% de eficiencia, sino que esta alrededor del 70% y 90%.

Tabla 9. Tipos de generadores

Descripción	Capacidad MMBTU/hr	Agua consumida (gal/min)	Costo Total
Generador Estático	50	96	
Generador Móvil	25	48	

3.2.3 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN Las líneas de distribución de vapor y de los fluidos producidos, tienen un costo que depende del diámetro de la tubería, si tienen o no aislante y el tipo de aislante. Estas son escogidas de acuerdo al tipo de prueba y el ambiente. Las condiciones climáticas prevalecientes en el campo son las que mas se tienen en cuenta. En la evaluación económica, el costo se toma por unidad de longitud (US\$/pie), ya que esta varia, dependiendo del patrón de inyección y el espaciamiento entre pozos. Se deben tener en cuenta los accesorios de las tuberías, el aislamiento del sistema de superficie y del pozo y los cambios de longitud durante la operación.

3.2.4 EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE GENERACIÓN El costo de los equipos requeridos para el tratamiento del agua de generación varía dependiendo de su capacidad. El diseño de la planta de tratamiento, depende del caudal de agua a tratar, de la calidad del agua requerida y de la fuente de agua. Algunos componentes involucrados en el tratamiento de agua de generación se pueden observar en la tabla 10.

El costo de cada componente está dado en dólares (US\$), y es igual al costo unitario por la cantidad. Al final la suma de todos los elementos es igual al costo total del equipo de tratamiento para el agua de generación.

Tabla 10. Equipos involucrados en el tratamiento de agua de generación.

Componentes	Cantidad (Unidad)	Costo Unitario (US\$/Unid)	Costo Total (US\$)
Clarificadores			
Filtros			
Suavizadores			
Depuradores			
Aireadores			
Tanque Almacenamiento			

3.2.5 EQUIPO DE TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS El equipo de tratamiento dependerá de las características del fluido producido. Por lo general, el tratamiento del petróleo producido, involucra un tanque de lavado en el cual ocurre una separación inicial de aceite, gas y agua y decantación de sólidos suspendidos, seguido de un tratamiento de tanques de asentamiento. Para aceites en los cuales es difícil el tratamiento, es preferible proceder desde una fase de

separación inicial hasta un tratamiento con temperatura o separadores electroestáticos. El agua producida, debe ser tratada, para ser reciclada, inyectada a formaciones subterráneas o para ser vertida al ambiente. Los equipos involucrados en el tratamiento se observan en la tabla 11.

El costo de cada componente está dado en dólares (US\$), y es igual al costo unitario por la cantidad. Al final la suma de todos los elementos es igual al costo total del equipo de tratamiento para los fluidos producidos.

Tabla 11. Equipos involucrados en el tratamiento de los fluidos producidos.

Componentes	Cantidad (Unidad)	Costo Unitario (US\$/Unid)	Costo Total (US\$)
FWKO			
Tratador Térmico			
Tanque de Almacenamiento			
Separador			
Skimmer			
Accesorios			

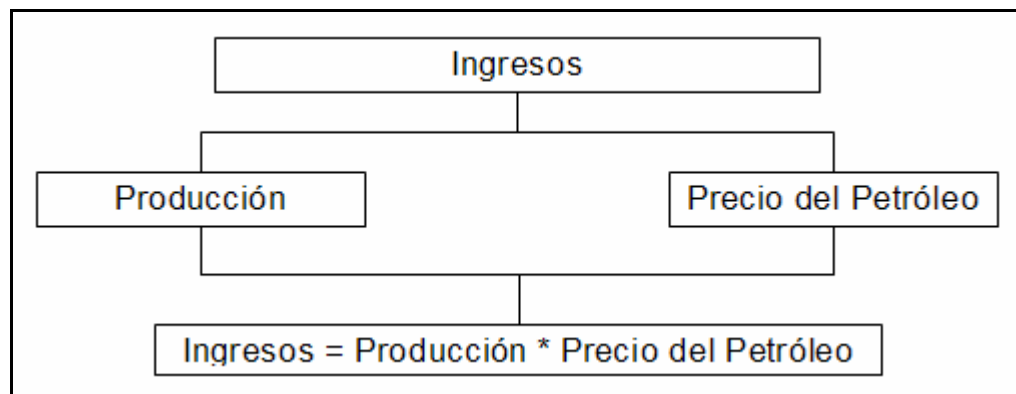
3.2.6. OBRAS CIVILES Estas varían dependiendo del terreno a adecuar y de las facilidades tanto físicas como técnicas que se necesiten en el lugar. En estas se tiene en cuenta, las vías de acceso, locaciones de los pozos y las locaciones requeridas para los equipos y el personal.

La inversión neta o inicial será igual a la suma de los costos totales de la perforación de los pozos, los generadores de vapor, las líneas de distribución, el equipo de tratamiento del agua para generación y de los fluidos producidos, y las obras civiles, todos estos en dólares (US\$).

3.3 INGRESOS

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo (Ver figura 28). La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

Figura 28. Cálculo de los ingresos



3.3.1 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Existen diferentes métodos para predecir la producción que se tendrá al implementar un proyecto de inyección de vapor. Entre estos se tiene los modelos analíticos y la simulación numérica.

Dentro de los modelos analíticos para la predicción de la producción en un proceso de inyección cíclica, se pueden encontrar los siguientes:

- ▲ Boberg – Lantz
- ▲ Seba – Perry
- ▲ Kuo – Shain – Phocas
- ▲ Gontijo – Aziz
- ▲ Sylvester – Chen
- ▲ Gozne – Chhina

Y para predecir la producción en procesos de inyección continua, se pueden encontrar los siguientes modelos analíticos:

- ▲ Marx – Langenheim
- ▲ Myhill – Stegemeier
- ▲ Jones
- ▲ Mandl – Volek
- ▲ Boberg – Lantz

Cada uno de estos modelos, posee ciertas suposiciones y limitaciones, que hacen que su respuesta sea aproximada y por lo tanto no sea correcta. Para superar esto, se prefiere trabajar con simulación, la cual basada en modelos numéricos, genera una respuesta más cercana a la realidad de lo que sucede en el proceso de inyección de vapor. Simuladores como CMG de STARS, son de uso común y de tipo comercial.

3.3.2 PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún periodo y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extrapesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H₂S y CO₂ es menor al 0.5 %, y ácido si sobrepasa el 0.5 %.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia entre los cuales encontramos:

- ❖ West Texas Intermediate (WTI). Es el crudo de referencia para el mercado de Estados Unidos, se cotiza en la bolsa de Nueva York (*Nymex*)¹⁶. Se trata de un crudo de muy alta calidad, es ligero con 39,6 grados API y dulce con un contenido de azufre de sólo 0,24%.

- ❖ Brent Blend. Comúnmente llamado *Brent*, es el crudo de referencia para el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los diferentes tipos de crudo a nivel mundial, el precio de referencia Brent se cotiza en la International Petroleum Exchange (IPE) de Londres. El Brent debe a su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del norte descubierto en 1972 por Shell. Se trata de un crudo ligero con 38,3 grados API y un contenido de azufre del 0,37% (crudo dulce).

¹⁶ *Nymex*: New York Mercantile Exchange, Bolsa de valores de Nueva York

- ❖ Dubai. Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y amargo en Asia, el Dubai se cotiza tanto en la *Symex*¹⁷ (Singapur) y en la *Nymex* (EEUU). El *Dubai* ha tomado importancia en los últimos años debido al alto consumo y demanda de economías asiáticas emergentes como China e India. Su producción actual es baja cercana a 200.000 barriles, pero su valor influye sobre todos los crudos pesados que se bombean desde el Golfo Pérsico hacia Asia. Se trata de un crudo de baja calidad con 31 grados API y un alto contenido de azufre del 2,04% que lo hace un crudo amargo.

- ❖ Cesta OPEP¹⁸. Los miembros de la OPEP fijan su política petrolera centrando intereses en la llamada *Cesta OPEP*. Dicha cesta es la referencia que usan los miembros de la OPEP para fijar los precios de sus crudos producidos. La *cesta OPEP* consiste en una media aritmética de siete variedades de crudo que son: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emiratos Árabes), Tía Juana Light (Venezuela) y Isthmus (México).

El crudo más representativo de la *Cesta OPEP* a través del tiempo ha sido el Arab Light, que alguna vez fue la referencia mundial para el precio del crudo hasta principios de los años 80. Se trata de un crudo medio de 34 grados API y un contenido en azufre del 1,78%. El yacimiento donde se extrae esta variedad de crudo es el mítico Ghawar que posee las reservas mas grandes del mundo, la producción del Arab Light en la actualidad esta por encima de cinco millones de barriles.

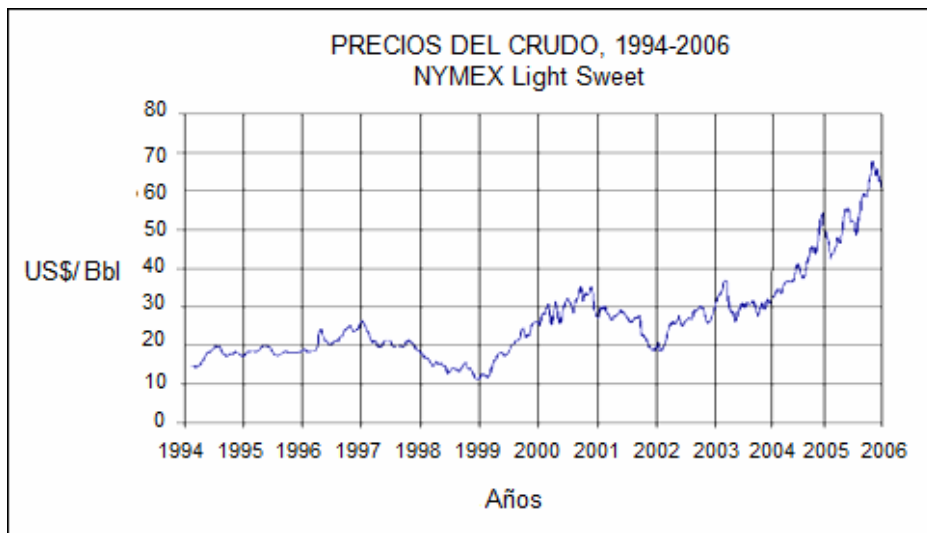
¹⁷ *Symex*: Singapur Mercantile Exchange, Bolsa de valores de Singapur

¹⁸ OPEP: Organización de países exportadores de petróleo

Cabe anotar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la Nymex, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI. Históricamente el WTI siempre ha estado en precio y calidad por encima del Brent, mientras la cesta OPEP se ha ubicado unos 5-10 dólares por debajo del Brent. Este comportamiento no es una regla del dedo gordo pues los fenómenos geopolíticos y económicos hacen que el Brent pueda estar en precio por encima del WTI.

A lo largo de la historia el precio del crudo nunca se ha mantenido estable y esta a la par de los acontecimientos que marquen la historia de la humanidad, en la figura 29 se muestra la variación del precio del crudo WTI variedad liviano dulce en los últimos años. Los factores que afectan el comportamiento del precio del WTI son principalmente de carácter económico, político y climático.

Figura 29. Variación del precio del crudo WTI en los últimos años



Fuente: Tomado y adaptado de Wikipedia.org

El costo por tratamiento químico, esta dado en dólar por mil barriles de agua (US\$/MBbl Agua), pero, con el fin de referenciar los egresos a una misma unidad, estará dado en dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU). Para calcular este valor, se necesitan los ítems presentados en la tabla 12, y la forma de relacionarlos es la siguiente:

$$\text{Costo [US$/MMBTU]} = 0,00143 * \frac{\text{Quimicos} * \text{Alim.Agua}}{\text{Capacidad Generador}} \quad [18]$$

Donde 0,00143 es el factor de conversión de unidades.

Tabla 12. Costo de tratamiento químico del agua de generación

Costo por tratamiento químico	
	Unidades
Químicos	US\$/Mbbl agua
Capacidad Generador	MMBTU/hora
Alimentación Agua	gal/min
Costo total	US\$/MMBTU

3.4.1.2 Consumo de energía eléctrica El consumo de energía eléctrica, es otro costo que afecta la operación, ya que algunos equipos necesarios para la generación de vapor necesitan de esta, como lo son: el motor eléctrico de la bomba del pozo de agua, motor eléctrico de la bomba de transferencia a suavizadores, motor eléctrico de la bomba quintuplex del generador de vapor y motor eléctrico del soplador de aire para combustión en el generador de vapor.

Este costo varía según el consumo en kilo-vatios (kW) y el valor de la energía que esta dado en dólar por kilovatio-hora (US\$/kWh); pero, con el fin de referenciar los

egresos a una misma unidad, estará dado en dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU); los ítems necesarios para su cálculo se presentan en la tabla 13. La relación para obtener este valor es:

$$\text{Costo[US\$ / MMBTU]} = \frac{\text{Consumo Energía} * \text{Valor Energía}}{\text{Capacidad Generador}} \quad [19]$$

Tabla 13. Costo por consumo de energía eléctrica.

Costo por consumo de energía eléctrica	
	Unidades
Consumo energía	kW
Valor energía	US\$/kWh
Capacidad generador	MMBTU/hr
Costo total	US\$/MMBTU

3.4.1.3 Consumo de gas natural Este varía dependiendo del vapor generado, que es el principal indicador del gas consumido y del costo del gas, que a su vez, esta influenciado por el poder calorífico y su proveedor. El costo del gas esta dado en dólar por mil pies cúbicos (US\$/KPC), pero, con el fin de referenciar los egresos a una misma unidad, estará dado en dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU); los ítems necesarios para su cálculo se muestran en la tabla 14. La forma como se relacionan se muestra a continuación:

$$\text{Costo[US\$ / MMBTU]} = \frac{\text{Costo Gas} * \text{Cantidad de Gas}}{\text{Vapor Generado}} \quad [20]$$

Tabla 14. Costo por consumo de gas natural para el funcionamiento del generador

Costo por consumo de gas natural	
	Unidades
Vapor generado	MMBTU/día
Cantidad Gas	KPC/día
Costo gas	US\$/KPC
Costo total	US\$/MMBTU

La suma de los costos hallados anteriormente corresponden, a los costos por operación para generar 1 MMBTU el primer año (US\$/MMBTU), luego teniendo la cantidad de vapor a generar (MMBTU), podemos hallar el costo total de operación en dólares (US\$), para ese año. Para los siguientes años, se tiene la cantidad de vapor necesaria, pero como los costos de operación (US\$/MMBTU) no son fijos, se debe considerar una tasa incremental entre el 3% y el 5%, y con estos dos datos podemos hallar el costo total. Ver tabla 15.

Tabla 15. Costo total de operación

Costo total de Operación			
	Años		
	1	2	3
Vapor usado (MMBTU)			
Operación (US\$/MMBTU)			
Total operación (US\$)			

3.4.2 MANTENIMIENTO Este hace referencia al dinero destinado a mantener el proyecto en condiciones óptimas de operación. Para este fin, se requiere contar con el personal adecuado y servicios de mantenimiento periódico.

3.4.2.1 Personal El pago de personal, involucrado en el proyecto de inyección de vapor, depende de parámetros establecidos como son, el salario por hora que recibirán tanto operarios como supervisores y el tiempo que trabajara cada uno de ellos. Este costo esta dado en dólares por día (US\$/día), pero, como se explico anteriormente, para referenciarlo a una unidad base, se convierte a dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU). Ver tabla 16.

La ecuación que relaciona los términos de la tabla, es la siguiente:

$$\text{Costo}[US\$ / \text{MMBTU}] = \frac{(\text{Sal.} * \text{Tiempo})_{\text{Operadores}} + (\text{Sal.} * \text{Tiempo})_{\text{Supervisores}}}{\text{Capacidad del Generador}} \quad [21]$$

Tabla 16. Costo del personal para la generación de vapor

Costo personal para la generación de vapor	
	Unidades
Salario operadores	US\$/día
Tiempo operadores	%
Salario supervisores	US\$/día
Tiempo supervisores	%
Capacidad Generador	MMBTU/hr
Costo total	US\$/MMBTU

3.4.2.2 Servicios de mantenimiento El mantenimiento nunca será un costo fijo, esto se debe a que no todos los equipos necesitaran una revisión periódica y a que esporádicamente pueden suceder imprevistos que aumentan el costo del mismo. Dentro de los servicios de mantenimiento, se puede considerar el control de: la calidad del agua de inyección, la corrosión en el generador, del estado mecánico del pozo, del estado de las tuberías de superficie y de las instalaciones eléctricas y accesorios. Para esto, se considera un porcentaje entre el 0,3% y el

0.5% de la inversión inicial a ser destinado en mantenimiento el primer año del proyecto. Este costo aumenta, para los años siguientes, de forma gradual en un porcentaje entre el 3 y 5, en relación al costo del año inmediatamente anterior. Los costos por servicios de mantenimiento están dados en dólares (US\$).

Por lo tanto, para obtener los costos totales por mantenimiento, se tiene el costo de personal para generar 1 MMBTU el primer año (US\$/MMBTU), luego teniendo la cantidad de vapor a generar (MMBTU), podemos hallar el costo total de personal en dólares (US\$), para ese año y se le suma el porcentaje de la inversión estipulado para el mantenimiento de los equipos, como se explico anteriormente. Para los siguientes años, se tiene la cantidad de vapor necesaria, pero como los costos del personal (US\$/MMBTU) no son fijos, se debe considerar una tasa incremental entre el 3% y el 5%. Ver tabla 17.

Tabla 17. Costo total de mantenimiento

Costo total de Mantenimiento			
	Años		
	1	2	3
Vapor usado (MMBTU)			
Personal de mantenimiento (US\$/MMBTU)			
Total personal (US\$)			
Servicios Mantenimiento (US\$)			
Costo total (US\$)			

3.4.3 IMPUESTOS En la industria petrolera en Colombia, se tienen en cuenta solamente dos impuestos, los cuales son: las regalías y el impuesto de renta.

3.4.3.1 Regalías Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 18. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

Tabla 18. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semi-livianos

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%*
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y%**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

* Donde $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

** Donde $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

Fuente: Ley 756 del 2002. Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.4.3.2 Impuesto de Renta Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo esta a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

3.5 FLUJOS DE EFECTIVO

Los flujos de efectivo netos representan las entradas menos las salidas de dinero que genera el proyecto, durante el tiempo de vida de este. Antes de establecer estos, hay que tener en cuenta que se pueden realizar desde dos puntos de vista: el primero, el del proyecto y el segundo, el del inversionista.

3.5.1 FLUJOS DE EFECTIVO PARA EL PROYECTO Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este no tiene en cuenta, si los recursos necesarios para la implementación del mismo, son propios o provienen de una fuente de financiamiento. En el cálculo de los flujos, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ❖ La inversión, solo se encuentra en el primer año o año cero (0) y su valor es negativo, mientras que los valores de los ingresos, las regalías, los costos de operación y mantenimiento, las ganancias antes de impuestos, el

impuesto de renta y la ganancia después de impuesto; se tiene en cuenta desde el primer año de operación hasta el fin del proyecto.

- ❖ Los costos por operación y mantenimiento, se calculan teniendo en cuenta la cantidad de vapor generado y el costo de operación por millón de BTU, el cual se halla de la forma como se explico en la parte de los egresos. A esto se le debe sumar el costo de mantenimiento, que también se especifico en la misma parte.
- ❖ La depreciación, se evalúa por el método de línea recta, tomando como tiempo de vida útil de los bienes cinco años y el valor de salvamento cero. Por lo tanto, en el flujo de efectivo, aplica solo para los primeros cinco años de vida del proyecto. El valor de la depreciación se debe descontar antes de aplicar el impuesto de renta, por efectos de contabilidad; sin embargo, se debe adicionar al final cuando se tiene la ganancia después de impuestos.
- ❖ El capital de trabajo, es el necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas con la operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan tener el año siguiente. Para los años que siguen, se hace un delta entre el 5% de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.
- ❖ Los flujos de efectivo se evalúan para toda la vida del proyecto, desde el año cero hasta el final.

La forma de realizar su cálculo, se presenta en la tabla 19.

Tabla 19. Cálculo del flujo de efectivo para el proyecto

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS		
	0	1	2
-Inversión (US\$)			
+Ingresos (US\$)			
-Regalías (US\$)			
-Operación y mantenimiento (US\$)			
-Depreciación (US\$)			
Ganancia antes de impuestos (US\$)			
-Impuesto de renta (US\$)			
Ganancia después de impuesto (US\$)			
+Depreciación (US\$)			
-Capital de trabajo (US\$)			
Flujo de efectivo total (US\$)			

3.5.2 FLUJOS DE EFECTIVO PARA EL INVERSIONISTA Estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos, se deben tener en cuenta los mismos parámetros que en los flujos de efectivo para el proyecto; la única diferencia radica en: los intereses por la financiación y su respectivo abono a bono a capital.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se resta el abono a capital a la ganancia después de impuesto, para hallar el flujo de efectivo total.

La forma de realizar su cálculo, se presenta en la tabla 20.

Tabla 20. Cálculo del flujo de efectivo para el inversionista

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS		
	0	1	2
-Inversión (US\$)			
+Ingresos (US\$)			
-Regalías (US\$)			
-Operación y mantenimiento (US\$)			
-Depreciación (US\$)			
- Intereses del préstamo			
Ganancia antes de impuestos (US\$)			
-Impuesto de renta (US\$)			
Ganancia después de impuesto (US\$)			
+Depreciación (US\$)			
-Capital de trabajo (US\$)			
- Abono a capital			
Flujo de efectivo total (US\$)			

3.6 EVALUACIÓN DE LA CONVENIENCIA DEL PROYECTO

Después de conocer la inversión inicial y los flujos de efectivo anual del proyecto, se determina la conveniencia de este, utilizando los métodos de evaluación descritos en el capítulo 1.

3.6.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN) Se halla el valor presente neto de los flujos de efectivo para diferentes tasas de interés, o para una, si ya se conoce la que va a aplicar al proyecto o la que esta manejando el mercado en ese momento; esto se logra aplicando la ecuación [7]. Esto proporciona una medida inicial de que tan aceptable es el proyecto, si según la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar al proyecto, si el VPN es negativo, aceptar el proyecto, no

es una buena opción, por que estaría generando perdidas, y ya si el VPN es igual a cero, se incurre en un punto riesgoso, ya que es incierto si en un futuro, el proyecto genera ganancia o perdida.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad [7]$$

3.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO Después de haber hallado el valor presente neto, y con los flujos de caja del proyecto, se aplica la ecuación [10] para encontrar el valor del TIR o la tasa de interés en la cual se equilibrarían los ingresos con los egresos a lo largo del proyecto, es decir una tasa de interés en la que el VPN sea cero. Este valor representa la tasa de oportunidad del proyecto.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n} \quad [10]$$

3.6.3 TASA PROMEDIO DE RETORNO También con los flujos de caja, se halla el TPR mediante la ecuación [11] y este nos proporcionara una visión de la tasa a la que se recuperara la inversión en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto.

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Flujos de Caja/Numero de años (n)}}{\text{Inversion Inicial}} \quad [11]$$

3.6.4 PAYBACK SIMPLE Se halla mediante la ecuación [12] y muestra los años que tomara la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de calculo, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo netos generados por el proyecto, con la inversión inicial, para determinar el número de años que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

$$\text{Payback simple} = \frac{\text{Inversion Inicial}}{\text{Flujo de Efectivo Anual}} \quad [12]$$

3.6.5 PAYBACK AJUSTADO Es el que más conviene al proyecto y se halla mediante la ecuación [13], ya que considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos con el valor presente de la inversión inicial requerida. Es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

$$\text{Payback ajustado} = \frac{VP_{\text{Inversion Inicial}}}{VP_{\text{Flujo de Efectivo Anual}}} \quad [13]$$

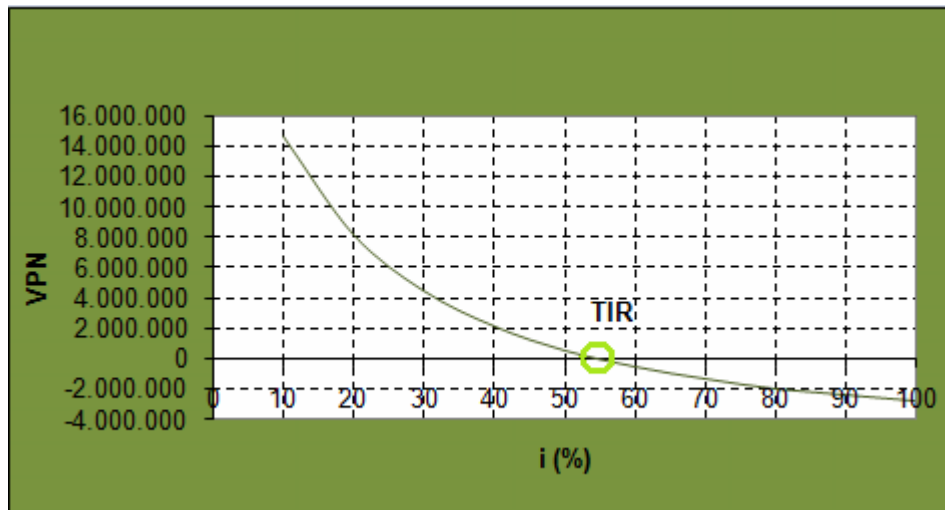
Con estos resultados se puede determinar la conveniencia del proyecto, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de evaluación.

3.7 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Después de aplicar los cuatro métodos para la evaluación del proyecto, los valores obtenidos, se presentan en forma numérica, organizados en tabla, y en forma grafica. También se presenta el costo que tiene generar un millón de BTU (US\$/MMBTU) y la relación aceite-vapor (RAV).

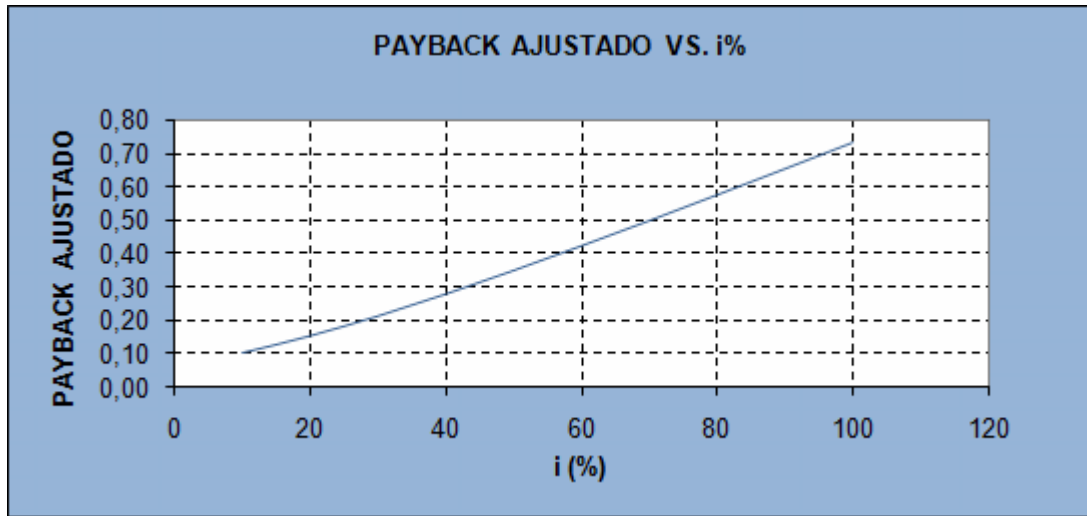
Para el valor presente neto, se presenta el valor obtenido, a diferentes tasas de oportunidad, en tabla y se hace su respectiva gráfica (VPN vs. $i\%$), de donde se puede observar el comportamiento de este, y obtener gráficamente el valor del TIR, como se observa en la figura 31, cuando el valor presente neto es igual a cero ($VPN=0$). El resultado del TIR, también se muestra numéricamente.

Figura 31. Gráfica de resultados VPN vs. $i\%$



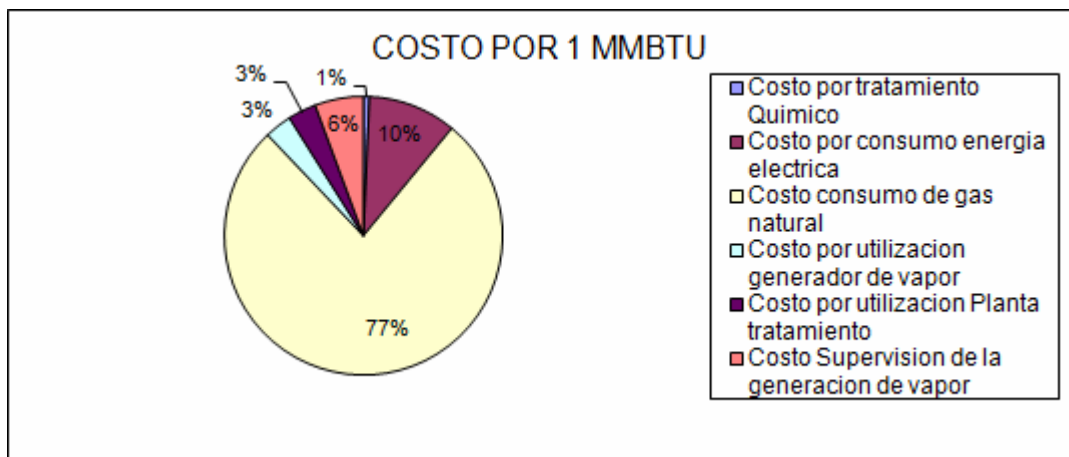
La tasa promedio de retorno, se presenta solamente de forma numérica, al ser solo un valor que no depende de las tasas de oportunidad. También se presenta gráficamente, la variación del tiempo de recuperación ajustado a diferentes tasas de oportunidad (payback ajustado vs. $i\%$). De aquí se observa la tendencia lineal del tiempo con respecto al incremento en la tasa. Ver figura 32.

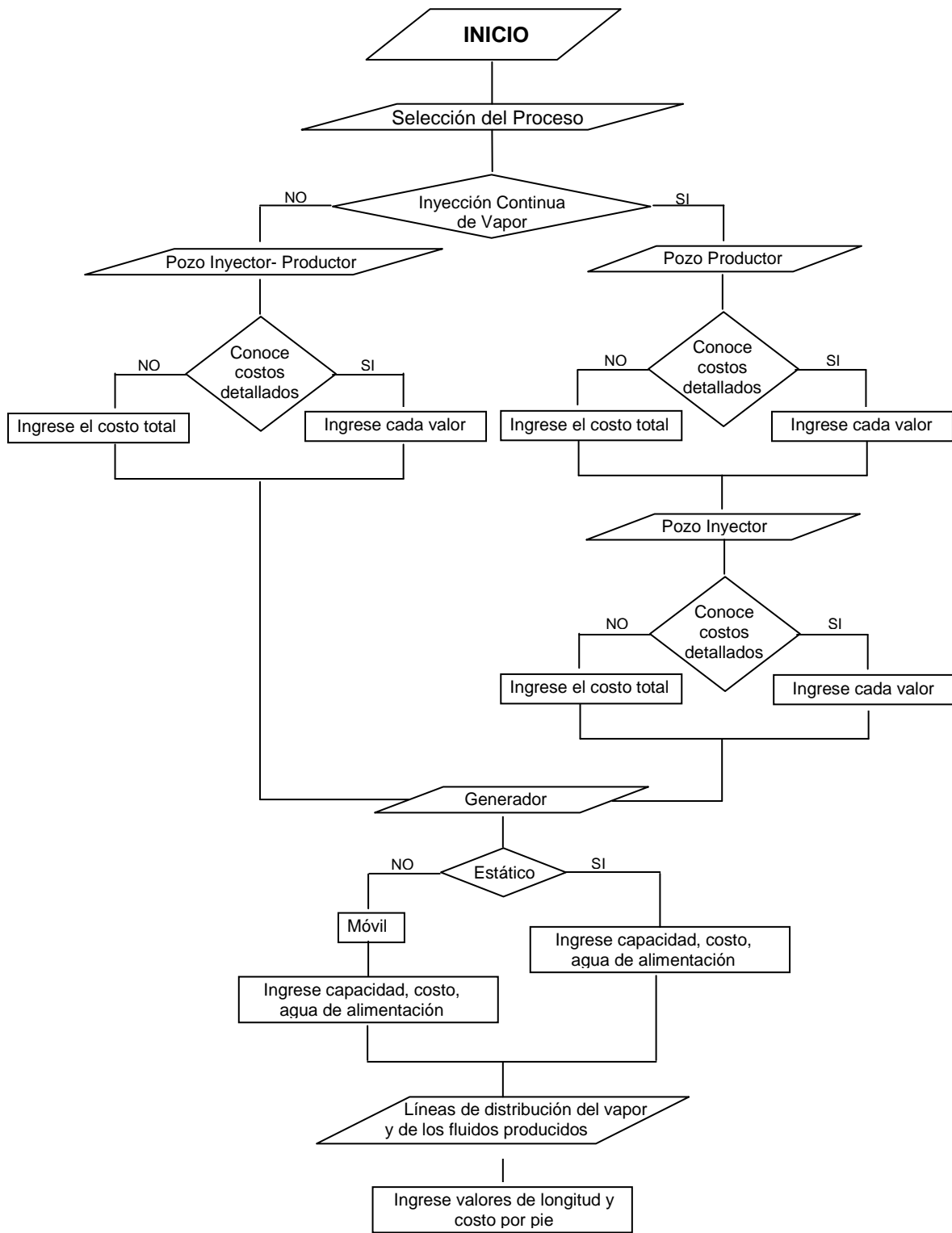
Figura 32. Gráfica de resultados Payback ajustado vs. i%



El costo por millón de BTU (US\$/BTU) se presenta en forma de gráfica circular, indicando que porcentaje corresponde a cada uno de los costos, involucrados en la generación de un millón de BTU, del costo total. Los costos que se tienen en cuenta para esta grafica son: tratamiento químico, consumo de energía eléctrica, consumo de gas natural, utilización del generador de vapor, utilización de la planta de tratamiento, supervisión de la generación de vapor.

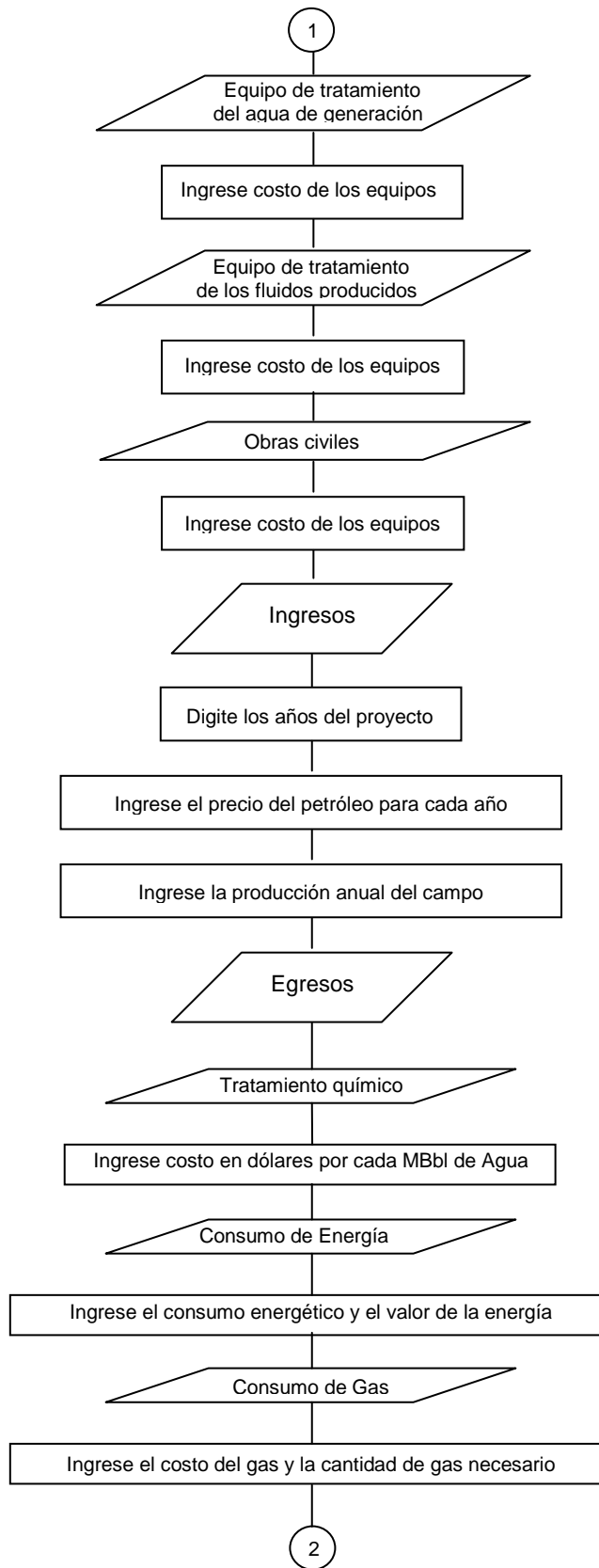
Figura 33. Costo para generar 1 MMBTU

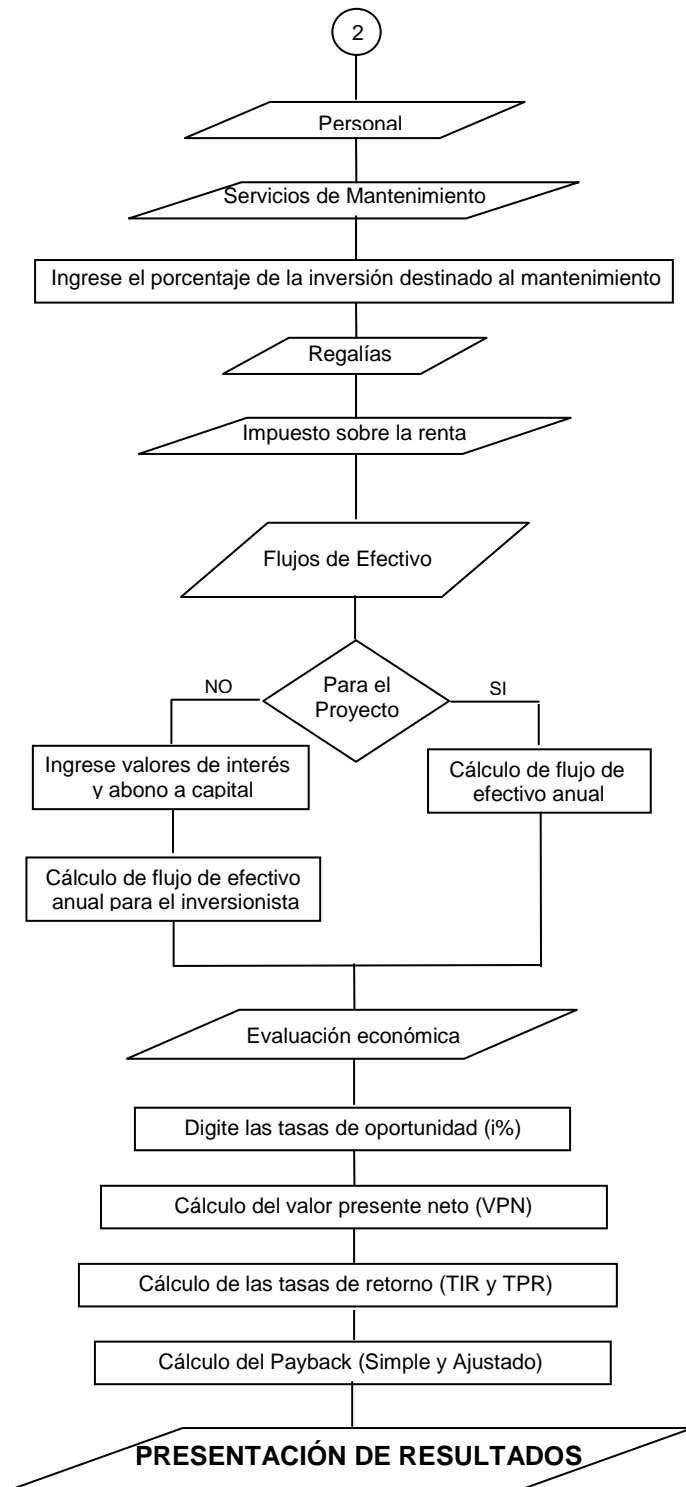




3.8 DIAGRAMA DE FLUJO

1





4. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para un manejo más fácil de la metodología propuesta, se desarrollo una aplicación software, denominada SVEPI 1.0. A continuación se presentan dos ejemplos de aplicación de la metodología para la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor; el primero para un proceso de inyección cíclica y el segundo para inyección continua. En ambos casos se parte de la suposición que el estudio técnico ya se ha realizado y solo se necesita realizar la evaluación económica.

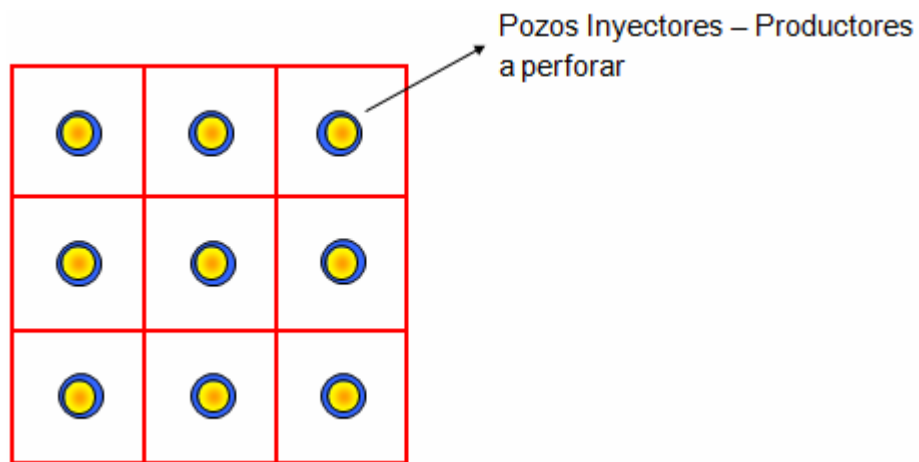
4.1 EJEMPLO PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN CÍCLICA

Se desea evaluar la viabilidad económica de implementar un proyecto de inyección cíclica de vapor, en una zona de un campo petrolero, que no se ha explotado, en donde ya se cuenta con un proceso de este tipo, y que tiene como fin incrementar la producción actual.

4.1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR Para llevar a cabo este proyecto, se considera la perforación de nueve (9) pozos inyectores, los cuales están distribuidos en nueve patrones de cinco (5) puntos, con un espaciamiento de cinco (5) acres cada patrón, como se observa en la figura 34. Se requieren dos generadores móviles, con una capacidad de 25 MMBTU/hr cada uno. Las líneas de distribución para el vapor tienen una longitud de 10 pies desde cada generador hasta el pozo, y las líneas de distribución de los fluidos producidos tienen una longitud de 100 pies desde cada pozo hasta la línea principal de producción. Este proyecto presenta una gran ventaja y es que ya cuenta con las facilidades tanto de

tratamiento del agua de generación como las de tratamiento de los fluidos producidos, ya que en este campo se esta desarrollando inyección cíclica. Para la adecuación del terreno donde se van a ubicar los pozos, se hacen obras civiles por un valor de US\$ 200.000. El tratamiento químico para el agua de generación tiene un costo aproximado de 8,21 US\$/MBbbls de agua tratada; el consumo de energía eléctrica para los equipos de generación tiene un costo de 0,052 US\$/kWh; el costo de gas natural es de 2,5 US\$/KPC; el salario de operadores de 150 US\$/día y de supervisores de 250 US\$/día. Se tomo un valor de 5% de la inversión para el mantenimiento de los equipos de generación; las regalías son del 5%, por ser recobro mejorado y el impuesto de renta actual que es del 34%.

Figura 34. Diagrama del patrón de inyección para inyección cíclica de vapor



Este proyecto tiene una duración de seis (6) años, teniendo en cuenta que se hacen nueve (9) ciclos; la producción se evaluó mediante simulación numérica y el precio del crudo, se toma en un escenario pesimista y con un 25% menos del valor actual.

4.1.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO Para realizar la evaluación económica, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- ▲ Se determina la infraestructura requerida para implementar el proyecto. Como se menciono anteriormente, se necesita perforar nueve pozos inyector-productores, los cuales tienen un costo de US\$ 622.425 cada uno. También se requiere la compra de dos generadores de vapor móviles de 25 MMBTU/hr cada uno, con un valor de US\$500.000 cada uno; las líneas de distribución del vapor, con un valor de US\$ 220, y las líneas de distribución de los fluidos producidos con un valor de US\$ 4.500. La inversión total es igual a la suma de los elementos nombrados anteriormente, y tiene un valor de US\$ 6.806.545. Ver figuras 35, 36 y 37.
- ▲ Se establece el precio del petróleo y la producción anual, para calcular los ingresos. El precio tomado para este caso, es de US\$ 50, el primer año, incrementando un 5% anual. La producción se obtuvo de simulación numérica. La duración del proyecto es de seis años, y los ingresos para cada año, se observan en la figura 38.
- ▲ Se hallan los egresos, que corresponden a los costos de operación, mantenimiento y los impuestos, los cuales se mencionaron anteriormente. En la figura 39, se resume lo anterior, que son lo costos correspondientes al primer año. Para los años siguientes, se toma un incremento del 5% en los costos, con lo cual se obtienen los egresos totales de operación y mantenimiento para el proyecto, como se observa en la figura 40.
- ▲ Se calculan los flujos de efectivo anuales, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto, ya que el dinero es de la empresa y no requiere préstamos, como se observa en la figura 41.

- Se realiza la evaluación económica, por medio de los cuatro métodos descritos en el capítulo 3, y finalmente se presentan los resultados, con los cuales se determina la viabilidad económica del proyecto. Estos resultados incluye gráficas del costo por generar 1MMBTU, la relación de las tasas de oportunidad con el VPN y el payback ajustado. Ver figuras 42, 43, 44 y 45.

Figura 35. Costo de la perforación del pozo inyector – productor

Costo de Pozos

Digite la información de los costos de los pozos inyectores-productores.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente. Para cargar los datos de un proyecto anterior pulse Abrir proyecto del menú Archivo.
 Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Cantidad de Pozos

Tipo de Pozo	Cantidad	Costo (US\$/Pozo)
Pozos inyectores-productores	9	622425

Costos detallados

Costo por Pozo

Inyector-Productor

Descripción	Cantidad	US\$/Udad.	Total (US\$)
Locación	1	39000	39000
Alquiler de equipo de perforación (Días)	10	6400	64000
Combustible y lubricantes (Días)	9	625	5625
Lodo de perforación y aditivos	1	9400	9400
Registros	1	33000	33000
Cementación	1	64000	64000
Casing	1	65600	65600
Brocas	1	18000	18000
Cañoneo o empaquetamiento (Pies)	180	700	126000
Sarta de inyección y producción(Pies)	2100	16	33600
Cabeza de inyección	1	20000	20000
Equipo de levantamiento	1	78000	78000
Equipo de fondo de pozo	1	31200	31200
Accesorios	1	20000	20000
Otros	1	15000	15000

Siguiente > Cancelar

Figura 36. Costo del generador, de las líneas de distribución y de las obras civiles

Inyección Cíclica :: Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles

Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles

Digite la información acerca de los costos del generador, el costo de las líneas de distribución y los costos de las obras civiles.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Generador

Descripción	Capacidad (MMBTU/Hora)	Agua Consumida (gal/min)	Vida Útil (Años)	Cantidad	US\$/Udad.	Total (US\$)
Generador móvil	25	48	15	2	500000	1000000

Líneas de Distribución

Descripción	Longitud (Pies)	US\$/Pie	Total (US\$)
Líneas de distribución del vapor	20	11	220
Líneas de distribución del fluido producido	900	5	4500

Obras Civiles

Descripción	Costo Total (US\$)
Locaciones	0
Vías de acceso	0
Otros	200000

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 37. Valor total de la inversión para inyección cíclica

Inyección Continua :: Inversión Total

Inversión Total

Verifique que los resultados de la inversión inicial son correctos.

A continuación se muestran los resultados totales de la inversión en infraestructura.
Cuando termine de verificar los datos, pulse el botón Siguiente.

Inversión Total en Infraestructura

Descripción	Costo (US\$)
Pozos	5.601.825
Generador de vapor	1.000.000
Líneas de distribución	4.720
Equipo de tratamiento del agua de generación	0
Equipo de tratamiento del agua de producción	0
Obras civiles	200.000
Total	6.806.545

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 38. Ingresos del proyecto de inyección cíclica

Inyección Cíclica :: Ingresos

Ingresos del Proyecto

Digite la información acerca del precio promedio anual del petróleo y la producción.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Ingresos del Proyecto

Tiempo de vida del proyecto: años

Año	Precio del Petróleo (US\$/Bbl)	Producción (Bbl/año)	Total Ingresos (US\$)
1	50	272986	13.649.300
2	52,5	242646	12.738.915
3	55,12	240441	13.253.108
4	57,88	288566	16.702.200
5	60,78	150000	9.117.000
6	63,81	200000	12.762.000

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 39. Valor de los egresos para el primer año de inyección cíclica

Inyección Cíclica :: Egresos

Egresos

Digite la información acerca de los egresos del proyecto: Operación, Mantenimiento e Impuestos.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Tratamiento de Agua de Generación

Descripción	Costo
Químicos (US\$/MBbIAgua)	8,21
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	20
Agua (gal/min)	38,4

Personal-Supervisión de la Generación de Vapor

Descripción	Costo-%
Salario operadores (US\$/día)	150
Tiempo operarios (%)	50
Salario supervisores (US\$/día)	250
Tiempo supervisores (%)	40
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	20

Consumo de Energía Eléctrica

Descripción	Costo
Consumo (kW)	258
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	20
Valor (US\$/kWh)	0,052

Mantenimiento de Equipos

Descripción	%
Porcentaje de la inversión (%)	0,5

Consumo de Gas Natural

Descripción	Costo
Vapor generado (MMBTU/día)	480
Cantidad gas (KPC/día)	480
Costo gas (US\$/KPC)	2,5

Impuestos

Descripción	%
Regalias (%)	5
Impuesto de renta (%)	34

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 40. Valor de los egresos totales de operación y mantenimiento

Inyección Cíclica :: Egresos Totales

Egresos Totales
 Digite la información acerca de los egresos totales del proyecto.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
 Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Total Egresos

Año	Vapor Usado (MMBTU)	Operación (US\$/MMBTU)	Total Operación (US\$)	Mantenimiento (US\$)	Total O&M (US\$)
1	350.400,0	3,56	1.247.424	34032,72	1.281.457
2	350.400,0	3,74	1.310.496	35734,36	1.346.230
3	350.400,0	3,92	1.373.568	37521,07	1.411.089
4	350.400,0	4,12	1.443.648	39397,13	1.483.045
5	350.400,0	4,33	1.517.232	41366,98	1.558.599
6	350.400,0	4,54	1.590.816	43435,33	1.634.251

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 41. Flujo de caja para el proyecto de inyección cíclica

Inyección Continua :: Flujo de Caja del Proyecto

Flujo de Caja del Proyecto
 Verifique que el flujo de caja del proyecto esté correcto.

A continuación se muestra el flujo de caja del proyecto.
 Cuando termine de verificar los datos, pulse el botón Siguiente.

Flujo de Caja del Proyecto (US\$)

Año	0	1	2	3	4	5	6
Inversión (-)	6.806.545						
Ingresos (+)		13.649.300	12.738.915	13.253.108	16.702.200	9.117.000	12.762.000
Regalías (-)		682.465	636.946	662.655	835.110	455.850	638.100
Operación y mantenimiento (-)		1.281.457	1.346.230	1.411.089	1.483.045	1.558.599	1.634.251
Depreciación (-)		1.361.309	1.361.309	1.361.309	1.361.309	1.361.309	1.361.309
Ganancia antes de impuestos		10.324.069	9.394.430	9.818.055	13.022.736	5.741.242	10.489.649
Impuesto de renta (-)		3.510.184	3.194.106	3.338.139	4.427.730	1.952.022	3.566.481
Ganancia despues de impuestos		6.813.886	6.200.324	6.479.916	8.595.006	3.789.220	6.923.168
Depreciación (+)		1.361.309	1.361.309	1.361.309	1.361.309	1.361.309	
Capital de trabajo (-)	682.465	-45.519	25.710	172.455	-379.260	182.250	
FLUJO DE CAJA TOTAL	-7.489.010	8.220.714	7.535.923	7.668.770	10.335.575	4.968.279	6.923.168

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 42. Evaluación económica del proyecto de inyección cíclica

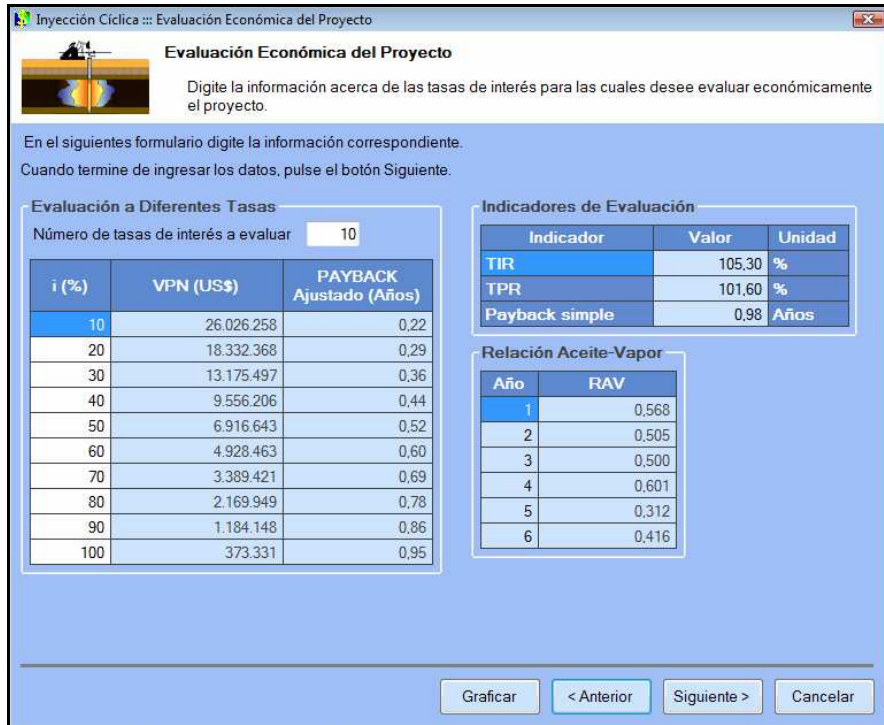


Figura 43. Costo por millón de BTU para el proyecto de inyección cíclica

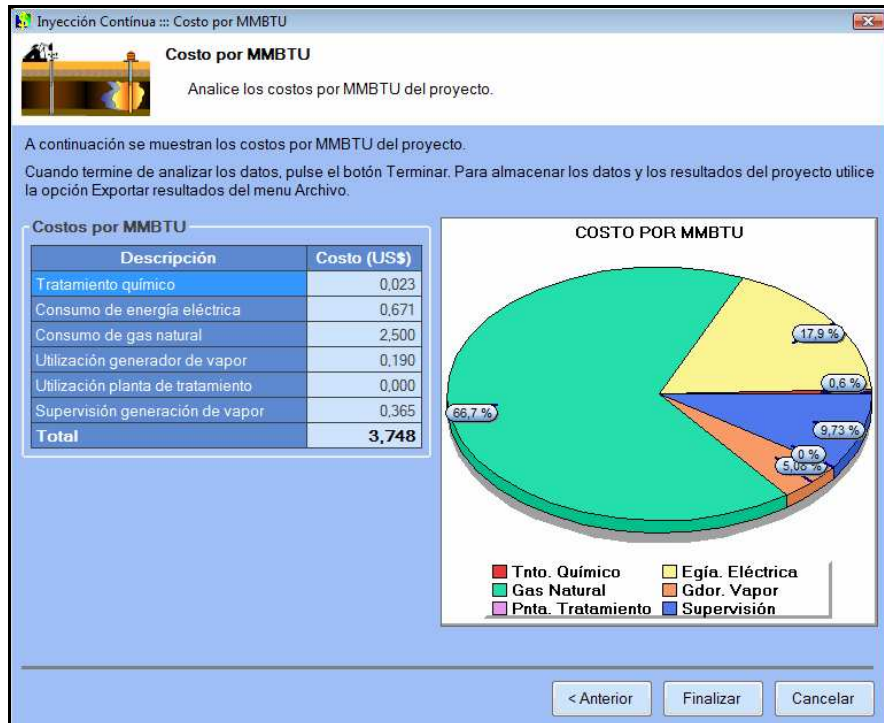


Figura 44. Relación VPN vs. i%

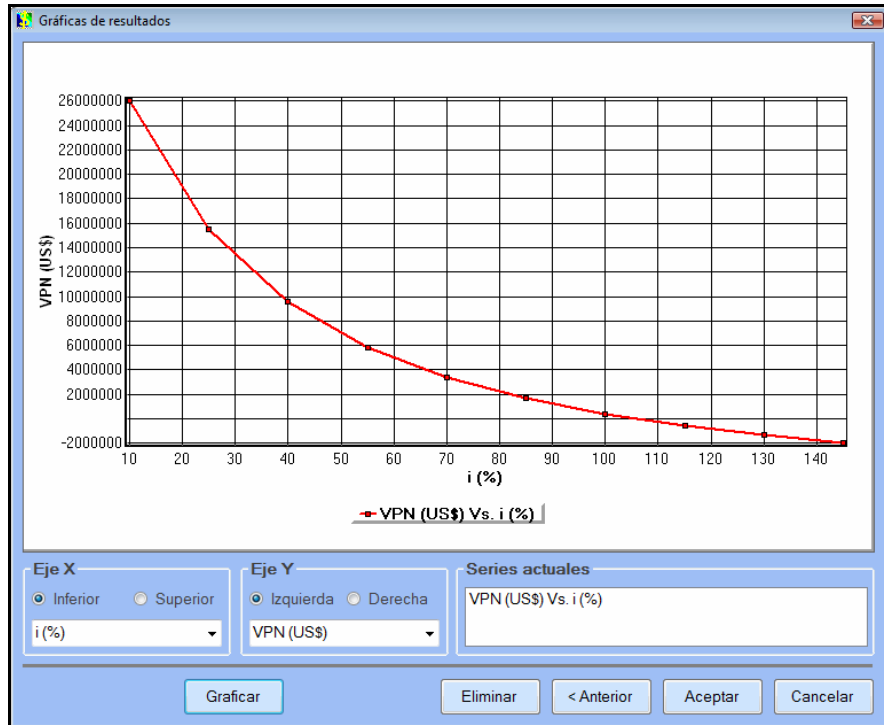
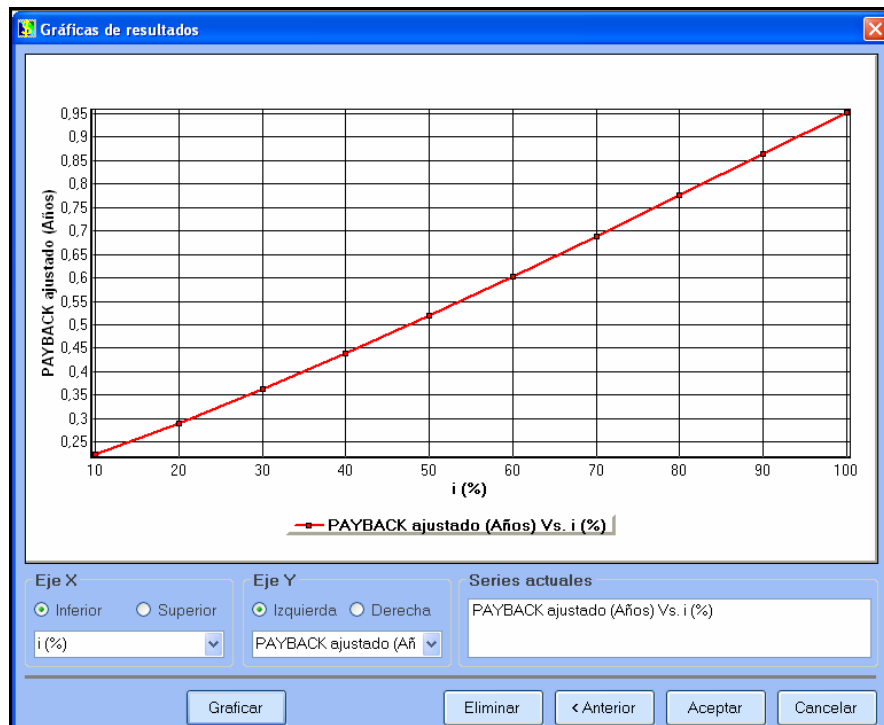


Figura 45. Relación Payback ajustado vs. i%



Según la evaluación económica obtenida, se observa que este proyecto es muy viable, ya que con tasas de oportunidad de hasta el 100%, el valor presente neto (VPN) es positivo, igualmente esto se ve reflejado en la tasa interna de retorno (TIR), la cual es del 105%, que es una tasa bastante atractiva. Analizando el proyecto en función del tiempo, también se concluye que es viable, ya que al ser un proyecto cuya duración es de 6 años, la inversión se recupera en un periodo considerablemente corto de 1 año.

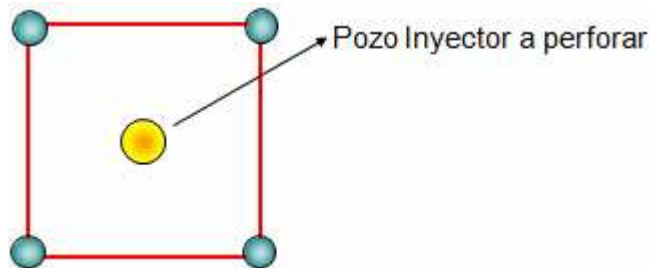
4.2 EJEMPLO PARA INYECCIÓN CONTINUA

Se desea evaluar la viabilidad económica de implementar un piloto de inyección continua de vapor, en un campo petrolero que ya cuenta con un proyecto de inyección cíclica.

4.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR Para llevar a cabo este proyecto, se considera la perforación de un (1) pozo inyector, en un arreglo de cinco (5) puntos, con un espaciamiento de cinco (5) acres, considerando que los pozos productores ya se encuentran perforados, como se observa en la figura 34. Se requiere un generador estático, con una capacidad de 50 MMBTU/hr. Las líneas de distribución para el vapor tienen una longitud de 60 pies desde el generador hasta el pozo, y las líneas de distribución de los fluidos producidos tienen una longitud de 100 pies desde cada pozo hasta la línea principal de producción. Este piloto presenta una gran ventaja y es que ya cuenta con las facilidades tanto de tratamiento del agua de generación como las de tratamiento de los fluidos producidos, ya que en este campo se está desarrollando inyección cíclica. Para la adecuación del terreno donde se van a ubicar el pozo, se hacen obras civiles por un valor de US\$ 25.000. El tratamiento químico para el agua de generación tiene un costo aproximado de 8,21 US\$/MBbls de agua tratada; el

consumo de energía eléctrica para los equipos de generación tiene un costo de 0,052 US\$/kWh; el costo de gas natural es de 2,5 US\$/KPC; el salario de operadores de 150 US\$/día y de supervisores de 250 US\$/día. Se tomo un valor de 5% de la inversión para el mantenimiento de los equipos de generación; las regalías son del 5%, por ser recobro mejorado y el impuesto de renta actual que es del 34%.

Figura 46. Diagrama del patrón de inyección para inyección continua de vapor



Este piloto tiene una duración de tres (3) años; la producción se evaluó mediante simulación numérica y el precio del crudo, se toma en un escenario pesimista y con un 25% menos del valor actual.

4.2.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO Para realizar la evaluación económica, se llevan a cabo los siguientes pasos:

- ▲ Se determina la infraestructura requerida para implementar el proyecto. Como se menciono anteriormente, se necesita perforar un pozo inyector, el cual tienen un costo de US\$ 552.825. También se requiere la compra de un generador de vapor estático de 50 MMBTU/hr, con un valor de US\$900.000;

las líneas de distribución del vapor, con un valor de US\$ 2.640, y las líneas de distribución de los fluidos producidos con un valor de US\$ 2.000. La inversión total es igual a la suma de los elementos nombrados anteriormente, y tiene un valor de US\$ 1.487.465. Ver figuras 47, 48 y 49.

- ▲ Se establece el precio del petróleo y la producción anual, para calcular los ingresos. El precio tomado para este caso, es de US\$ 50, el primer año, incrementando un 5% anual. La producción se obtuvo de simulación numérica. La duración del proyecto es de seis años, y los ingresos para cada año, se observan en la figura 50.
- ▲ Se hallan los egresos, que corresponden a los costos de operación, mantenimiento y los impuestos, los cuales se mencionaron anteriormente. En la figura 51, se resume lo anterior, que son los costos correspondientes al primer año. Para los años siguientes, se toma un incremento del 5% en los costos, con lo cual se obtienen los egresos totales de operación y mantenimiento para el proyecto, como se observa en la figura 52.
- ▲ Se calculan los flujos de efectivo anuales, con los cuales se determina el flujo de caja para el proyecto, ya que el dinero es de la empresa, y no requiere préstamos, como se observa en la figura 53.
- ▲ Se realiza la evaluación económica, por medio de los cuatro métodos descritos en el capítulo 3, y finalmente se presentan los resultados, con los cuales se determina la viabilidad económica del proyecto. Estos resultados incluye gráficas del costo por generar 1MMBTU, la relación de las tasas de oportunidad con el VPN y el payback ajustado. Ver figuras 54, 55, 56 y 57.

Figura 47. Costo de la perforación del pozo inyector

Inyección Continua :: Pozos

Costo de Pozos

Digite la información de los costos de los pozos inyectores y productores.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente. Para cargar los datos de un proyecto anterior pulse Abrir proyecto del menú Archivo.
 Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Cantidad de Pozos

Tipo de Pozo	Cantidad	Costo (US\$/Pozo)
Pozos inyectores	1	552825
Pozos productores	0	0

Costos detallados

Costo por Pozo

Inyector Productor

Descripción	Cantidad	US\$/Udad.	Total (US\$)
Locación	1	39000	39000
Alquiler de equipo de perforación (Días)	10	6400	64000
Combustible y lubricantes (Días)	9	625	5625
Lodo de perforación y aditivos	1	9400	9400
Registros	1	33000	33000
Cementación	1	64000	64000
Casing	1	65600	65600
Brocas	1	18000	18000
Cañoneo o empaquetamiento (Pies)	180	700	126000
Sarta de Inyección (Pies)	2100	16	33600
Cabeza de inyección	1	23400	23400
Equipo de fondo de pozo	1	31200	31200
Accesorios	1	25000	25000
Otros	1	15000	15000

Siguiente > Cancelar

Figura 48. Costo del generador, de las líneas de distribución y de las obras civiles

Inyección Continua :: Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles

Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles

Digite la información acerca de los costos del generador, el costo de las líneas de distribución y los costos de las obras civiles.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Generador

Descripción	Capacidad (MMBTU/Hora)	Agua Consumida (gal/min)	Vida Útil (Años)	Cantidad	US\$/Udad.	Total (US\$)
Generador estático	50	96	15	1	900000	900000

Líneas de Distribución

Descripción	Longitud (Pies)	US\$/Pie	Total (US\$)
Líneas de distribución del vapor	240	11	2640
Líneas de distribución del fluido producido	400	5	2000

Obras Civiles

Descripción	Costo Total (US\$)
Locaciones	0
Vías de acceso	0
Otros	30000

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 49. Valor total de la inversión para inyección continua

Inyección Continua :: Inversión Total

Inversión Total

Verifique que los resultados de la inversión inicial son correctos.

A continuación se muestran los resultados totales de la inversión en infraestructura.
Cuando termine de verificar los datos, pulse el botón Siguiente.

Inversión Total en Infraestructura

Descripción	Costo (US\$)
Pozos	552.825
Generador de vapor	900.000
Líneas de distribución	4.640
Equipo de tratamiento del agua de generación	0
Equipo de tratamiento del agua de producción	0
Obras civiles	30.000
Total	1.487.465

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 50. Ingresos del proyecto de inyección continúa

Inyección Continua :: Ingresos

Ingresos del Proyecto

Digite la información acerca del precio promedio anual del petróleo y la producción.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Ingresos del Proyecto

Tiempo de vida del proyecto: años

Año	Precio del Petróleo (US\$/Bbl)	Producción (Bbl/año)	Total Ingresos (US\$)
1	50	124100	6.205.000
2	52,5	58035	3.046.838
3	55,1	30295	1.669.254

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 51. Valor de los egresos para el primer año de inyección continúa

Inyección Continua :: Egresos

Egresos

Digite la información acerca de los egresos del proyecto: Operación, Mantenimiento e Impuestos.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Tratamiento de Agua de Generación

Descripción	Costo
Químicos (US\$/MBblAgua)	8,21
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40
Agua (gal/min)	76,8

Personal-Supervisión de la Generación de Vapor

Descripción	Costo-%
Salario operadores (US\$/día)	150
Tiempo operarios (%)	50
Salario supervisores (US\$/día)	250
Tiempo supervisores (%)	40
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40

Consumo de Energía Eléctrica

Descripción	Costo
Consumo (kW)	258
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40
Valor (US\$/kWh)	0,052

Mantenimiento de Equipos

Descripción	%
Porcentaje de la inversión (%)	0,5

Consumo de Gas Natural

Descripción	Costo
Vapor generado (MMBTU/día)	960
Cantidad gas (KPC/día)	960
Costo gas (US\$/KPC)	2,5

Impuestos

Descripción	%
Regalías (%)	5
Impuesto de renta (%)	34

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 52. Valor de los egresos totales de operación y mantenimiento

Inyección Continua :: Egresos Totales

Egresos Totales

Digite la información acerca de los egresos totales del proyecto.

En los siguientes formularios digite la información correspondiente.
Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Total Egresos:

Año	Vapor Usado (MMBTU)	Operación (US\$/MMBTU)	Total Operación (US\$)	Mantenimiento (US\$)	Total O&M (US\$)
1	350.400,0	3,04	1.065.216	7437,32	1.072.653
2	350.400,0	3,19	1.117.776	7809,19	1.125.585
3	350.400,0	3,35	1.173.840	8199,65	1.182.040

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 53. Flujo de caja para el proyecto de inyección continua

Inyección Continua :: Flujo de Caja del Proyecto

Flujo de Caja del Proyecto

Verifique que el flujo de caja del proyecto esté correcto.

A continuación se muestra el flujo de caja del proyecto.
Cuando termine de verificar los datos, pulse el botón Siguiente.

Flujo de Caja del Proyecto (US\$)

Año	0	1	2	3
Inversión (-)	1.487.465			
Ingresos (+)		6.205.000	3.046.838	1.669.254
Regalías (-)		310.250	152.342	83.463
Operación y mantenimiento (-)		1.072.653	1.125.585	1.182.040
Depreciación (-)		297.493	297.493	297.493
Ganancia antes de impuestos		4.524.604	1.471.418	106.258
Impuesto de renta (-)		1.538.365	500.282	36.128
Ganancia despues de impuestos		2.986.239	971.136	70.130
Depreciación (+)		297.493	297.493	297.493
Capital de trabajo (-)	310.250	-157.908	-68.879	
FLUJO DE CAJA TOTAL	-1.797.715	3.441.640	1.337.508	367.623

< Anterior Siguiente > Cancelar

Figura 54. Evaluación económica del proyecto de inyección continua

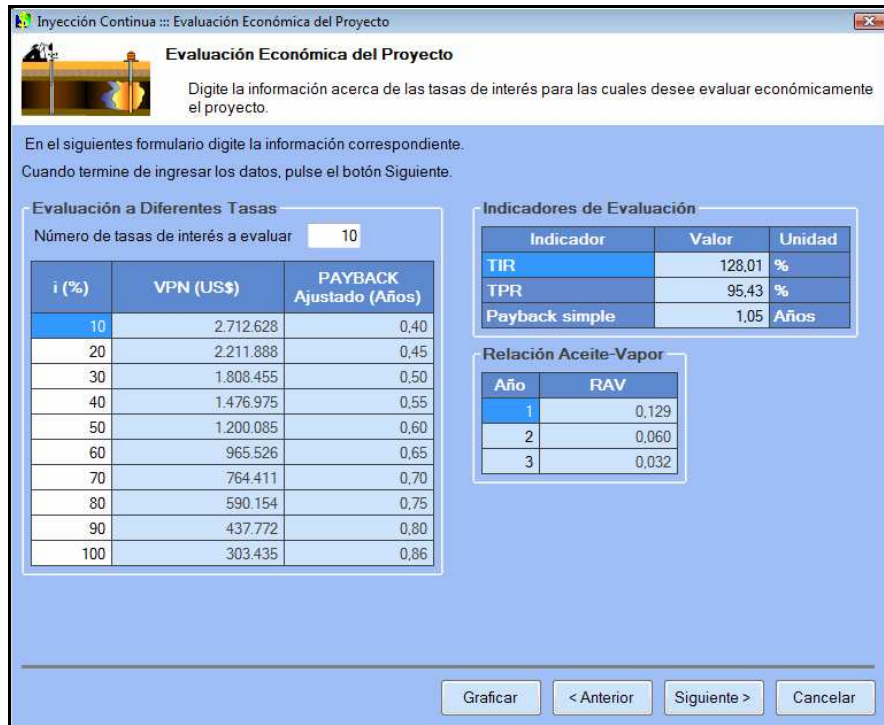


Figura 55. Costo por millón de BTU para el proyecto de inyección continua

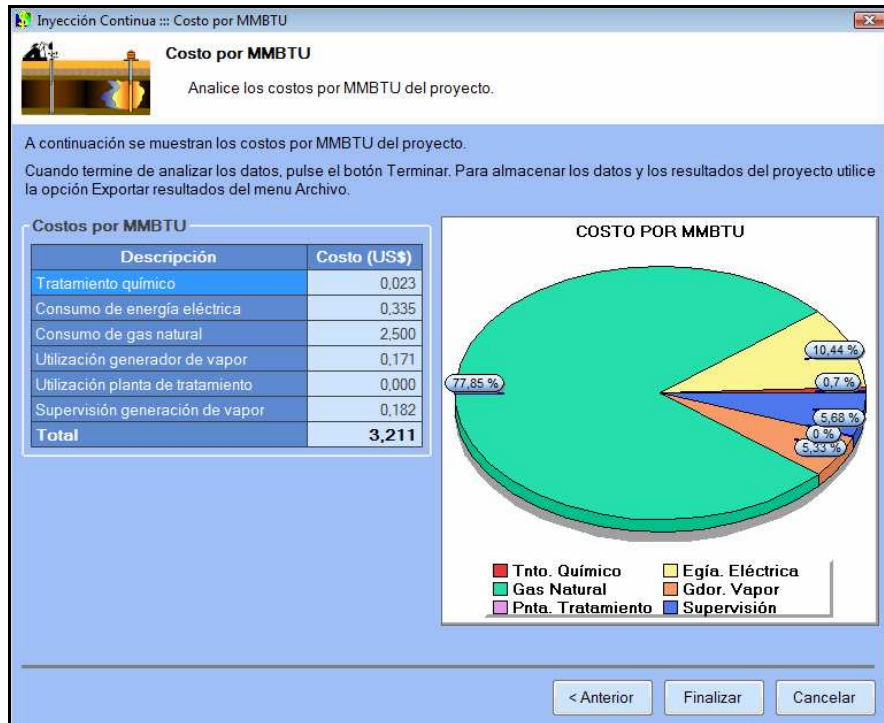


Figura 56. Relación VPN vs. i%

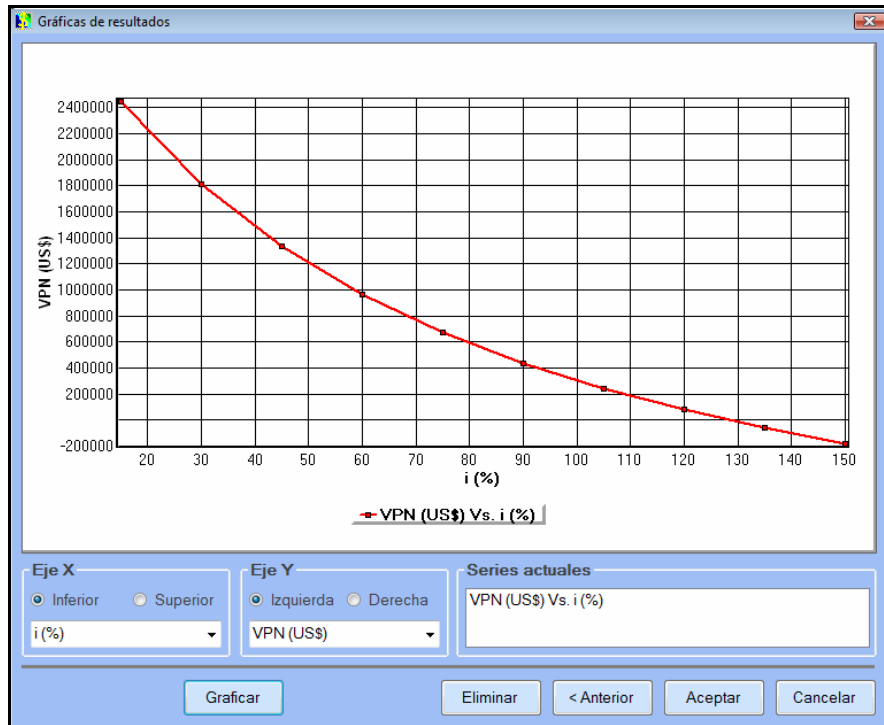
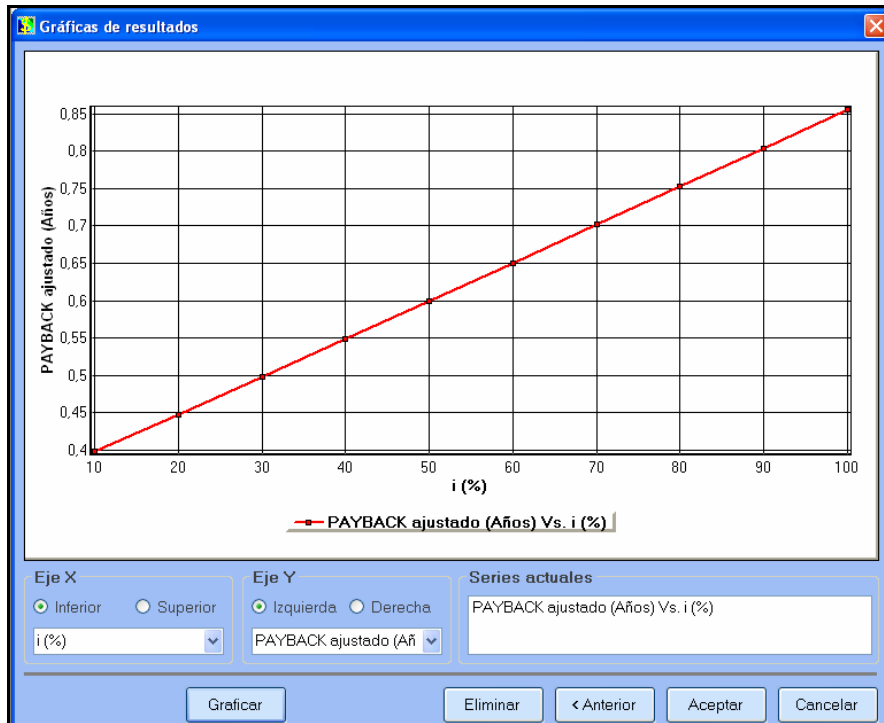


Figura 57. Relación Payback ajustado vs. i%



Según la evaluación económica obtenida, se observa que este proyecto es muy viable, ya que con tasas de oportunidad de hasta el 100%, el valor presente neto (VPN) es positivo, igualmente esto se ve reflejado en la tasa interna de retorno (TIR), la cual es del 128%, que es una tasa bastante atractiva. Analizando el proyecto en función del tiempo, también se concluye que es viable, ya que al ser un piloto cuya duración es de 3 años, la inversión se recupera en un periodo de 1 año.

CONCLUSIONES

1. La metodología desarrollada integra los elementos que más impacto tienen sobre la economía de un proyecto de inyección de vapor, como son: la generación, tratamiento y transporte de vapor; parte del estudio de la inversión requerida, considera los ingresos como producto de la producción incremental y analiza los egresos generados por la operación, mantenimiento e impuestos durante la vida del proyecto, de tal forma que se puede obtener una perspectiva económica, de la posibilidad que existe de implementar un proyecto de inyección de vapor.
2. La variable que mayor incidencia tiene en la generación de vapor, sobre el costo por millón de BTU, es el consumo de gas, el cual es aproximadamente el 70% del valor total del costo.
3. Los métodos de evaluación económica, deben integrarse para lograr un buen resultado, ya que cada uno analiza el proyecto desde diferentes puntos de vista, lo cual ocasiona que la respuesta obtenida al evaluarlos por si solos, pueda generar incertidumbre o un resultado que no proporcione una visión total del proyecto.
4. SVEPI, es una herramienta muy útil que permite realizar la evaluación económica para la implementación de proyectos de inyección de vapor, de forma sencilla, rápida y con información básica del proceso, mediante los principales métodos para medir la factibilidad económica.

RECOMENDACIONES

1. El software debe ser usado después de hacer el estudio técnico, de tal forma que se conozca la información necesaria para alimentar este.
2. El software SVEPI, debe ser utilizado con información real y coherente, para evitar respuestas incorrectas. La información que se debe tratar con más cuidado es: los datos de producción, el precio del petróleo y los egresos.
3. Para versiones siguientes del software, se puede incluir una ayuda para el cálculo del precio del petróleo, que contemple un análisis de riesgo e incertidumbre.
4. El software puede ser complementado con el análisis económico de otros procesos de inyección, como son la inyección de agua, de gas, de CO₂ y de polímeros.
5. Se recomienda que la persona que maneje el software SVEPI tenga conocimientos acerca de los procesos de inyección de vapor, para dar una mejor interpretación a la información que va ser utilizada en este, y un mejor análisis a los resultados que se presenten.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAMS, R. H. and KHAN, A.M.: "Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot". SPE 1916. 1960.

AFOEJU, B.I.: "Conversion of Steam Injection to Waterflood, East Coalinga Field". SPE 4205. 1974.

BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of Oil Recovery".1998.

BLEVINS, T.R., ASELTINE, R.J. and KIRK, R.S.: "Analysis of a Steam Drive Project, Inglewood Field, California". SPE 2291. September 1969.

BURZLAFF, A.A., BERGESON, I. and HARRIS, B, R.: "Thermal Simulation of Elk Hills Light-Oil Steamflood Pilot". SPE 24036.1992.

BOUTKAN, V. K.:"Design and Initial Performance of a Steamflood pilot in the Marmul Field, Oman". SPE 15735. 1987.

BURSELL, C.G.:" Steam Displacement-Kern River Field". SPE 2738.1970.

BURSELL, C.G. and PITTMAN, G.M.: "Performance of Steam Displacement the Kern River Field". SPE 5017. 1975.

CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M. and others.: "Yacimientos de petróleo pesado". Oilfield Review, verano de 2002/2003. p.32.

“Carta Petrolera”. Noviembre 2000. p .15.

Campo Jazmín.” PRESENTACIÓN UIS-2005.ppt”.

Chu, C.:”State-of-the-Art Review of Steamflood Field Project”. SPE 11733. 1985.

FUADI, I.M., PEARCE, J.C. and GAEL, B.T.: “Evaluation of Steam-Injection Designs for the Durí Steamflood Project”. SPE 22995.1991.

Farouq, Alí.: “Steam Injection Theories-A unified Approach”. SPE 10746. 1982.

GOMEZ, GONZALO. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos por Inyección Cíclica y Continua de Vapor (1989).

HOSEIN, A., PATRICK, J., MUNINDRA, P. and ASHMEAD, W.: “HISTORY AND DEVELOPMENT OF THE PROJECT III STEAMFLOOD”. Instituto colombiano del petróleo.

KONOPNICKI, D.T., TRAVERSE, E.F., BROWN, A. and DEIBERT, A.D.: “Design and Evaluation of the Shiells Canyon Field Steam-Destillation Drive Pilot Project”. SPE 7086. 1979.

PAEZ, Ruth. “Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados campo Castilla”. UIS, 2003.

PAEZ, C.R.:”DIPLOMADO EN FACILIDADES DE SUPERFICIE. MODULO 3: OPERACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS”. Sep. de 2000. p. 36.

GREASER, GARY R. & ORTIZ, J. RAUL. New Thermal Recovery Technology and Technology Transfer for Successful Heavy Oil Development. SPE 69731 (2001).

MICHAEL PRATS. A Current Appraisal of Thermal Recovery. SPE- Aime, Shell Development Co. SPE 7044.

JOHAN ALBERTO OSPINA. Evaluación Técnica de las pérdidas de calor en superficie en los pozos sometidos a inyección cíclica de vapor – Campo Teca.

McCRAVY ARTHUR. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall. 1975.

PALEPU KRISHNA, HEALY PAUL Y BERNARD VICTOR. Análisis y Valuación de negocios mediante estados financieros. Internacional Thomson Editores. 2002.

V. RAMLAL, PETROTRIN. The Cruse 'E' Expansion Steamflood: Technical, Economic and Environmental Perspectives. SPE 81063-MS (2003).

E.R. RANGEL-GERMAN, S. CAMACHO-ROMERO, & W. THEOKRITOFF. Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects. SPE 104046 – MS (2006).

DERRICK LEWIS, VICTOR GUERRERO, SAAD SAEED, MICHAEL F. MARCON & RON HYDEN. The Relationship Between Petroleum Economics and Risk Analysis: A New Integrated Approach for Project Management. SPE 91570 – MS (2004).

JOSHI, SAMEER, CASTANIER, LOUIS M., BRIGHAM, & WILLIAM E. Techno-Economic and Risk Evaluation of an EOR Project. SPE 39578 – MS (1998).

Sarathi, P.S and Olsen, D. K. Practical aspects of steam injection processes. A Handbook for independent operators. National institute for petroleum and energy research(NIPER). Bartlesville, OK (October 1992).

Krause,J.D. Introduction to Steam Flood Facilities Design. Texaco. California, 1986

Texas Petroleum Company. Manual de recolección y tratamiento de crudo. Campo Teca Vol 2/3.

_____, Manual de mantenimiento de equipos de superficie. Campo Teca Vol 1/3.

NACIONAL FINANCIERA. Escuela de desarrollo, Nafinsa, 2005. Banca de Desarrollo.

PRIAS, Guillermo. Evaluación técnico - económica de los yacimientos de petróleo y gas.

VENECIA, Luis Eduardo. Principales impuestos nacionales, departamentales, distritales y municipales (Colombia). Barranquilla, 2007. Trabajo de investigación. Corporación Universitaria Rafael Núñez. Facultad de derecho.

BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, McGraw Hill, Book Company Inc. Tokio, 1958, Chapter 4.

McCRAEY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall, 1975.

MOORE, J.H. Manual de Matemáticas Financieras. Uteha, 1998.

PERRY, Guillermo. Política Petrolera: Economía y medio ambiente. CEREC: Serie textos No. 20. Bogotá, Colombia. 1992. Capítulo 4.

CORDOBA, Armando. Ecopetrol. Foro Nacional Petrolero. Transferencia sector petrolero al estado. Bogotá, 1989.

PEREZ, Leonel. Multinacionales, Estado y Petróleo. RAL, Bogotá, Colombia. 1998. Primera edición.

ANEXO A. MANUAL DE SVEPI

A.1 ¿QUÉ ES SVEPI?

SVEPI es una herramienta software utilizada para evaluar la viabilidad económica de proyectos de inyección de vapor. SVEPI le ofrece al usuario la posibilidad de evaluar diferentes escenarios económicos para el desarrollo del proyecto y presenta indicadores como la Tasa interna de Retorno (TIR), la Tasa Promedio de Retorno (TPR), el Valor Presente Neto (VPN), entre otros, que le permitirán evaluar si es factible o no llevar a cabo la realización del proyecto.

A.1.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

SVEPI está desarrollado para ser utilizado bajo la plataforma .net y los requisitos mínimos que debe el sistema para que pueda ser utilizado son los siguientes:

- ▲ Microsoft Installer 3.0.
- ▲ Microsoft .Net Framework 2.0.
- ▲ Windows 200, Windows XP.
- ▲ Memoria de 256 MB o superior.
- ▲ Procesador de 1 GHz o superior.

A.1.2 INSTALACIÓN

Antes de instalar SVEPI, previamente el sistema debe tener instalado Microsoft Installer 3.0 o superior y Microsoft . Net Framework 2.0.

Del CD de instalación ejecute el archivo setup.exe y se ejecutará el asistente como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1. Asistente para la instalación (1)



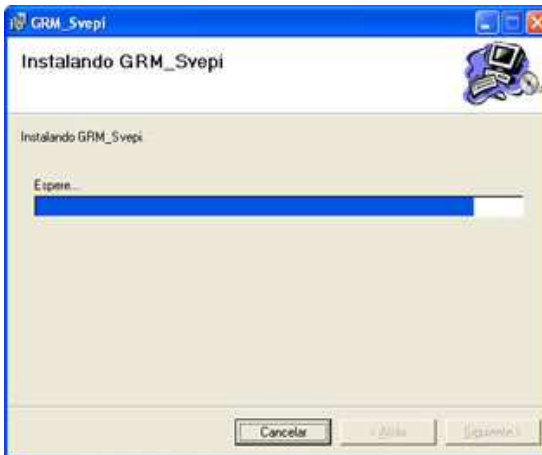
El asistente le permitirá cambiar la dirección de instalación y si el programa estará disponible para otros usuarios, como se muestra a continuación:

Figura 2. Asistente para la instalación (2)



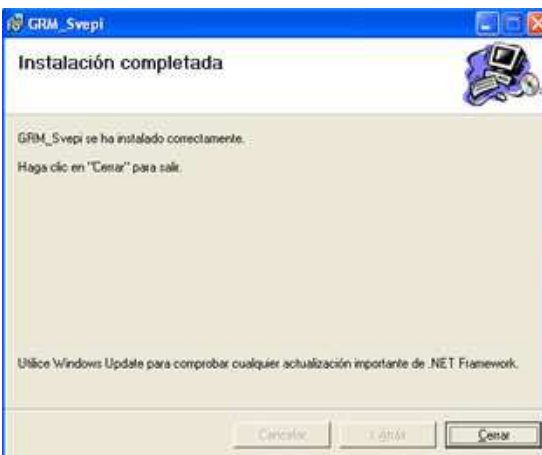
Después de aceptar la instalación se empiezan a copiar los archivos de la aplicación.

Figura 3. Asistente para la instalación (3)



Y por último se cierra la instalación

Figura 4. Asistente para la instalación (4)



Se puede ingresar a la aplicación por Inicio > Todos los programas > GRM > Svepi o a través del acceso directo que se crea en el escritorio.

A.2 ENTORNO DE LA APLICACIÓN

A.2.1 PANTALLA DE INICIO

Al iniciar la aplicación se muestra una pantalla como la siguiente, donde se indica cuál es el usuario autorizado para ejecutar la herramienta y algunas observaciones de carácter legal.

Figura 5. Pantalla de inicio



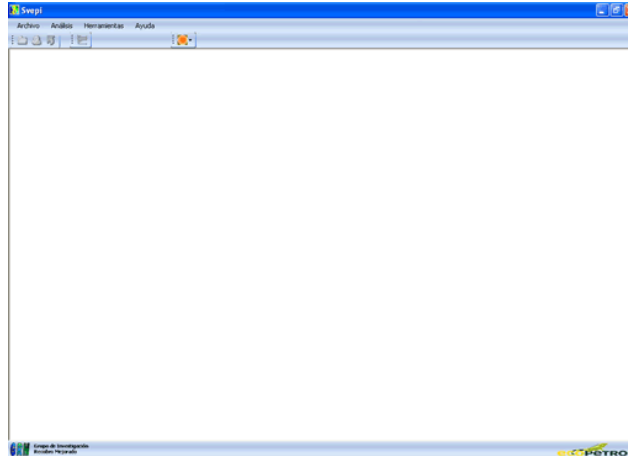
A.2.2 MARCO DE TRABAJO GENERAL

El marco de trabajo general está constituido por un menú principal con las siguientes opciones:

- ▲ Archivo.
 - Abrir proyecto
 - Guardar proyecto
 - Exportar resultados
 - Exportar gráfica
 - Salir

- ▲ Análisis.
 - Procesos de inyección de vapor.
- ▲ Herramientas.
 - Edición de gráficas.
- ▲ Ayuda.
 - Ayuda.
 - Ayuda en versión de impresión.
 - Acerca de Svepi.

Figura 6. Marco de trabajo general

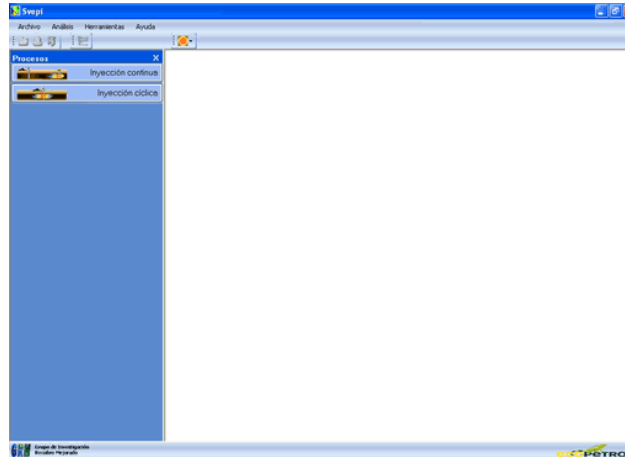


A.3 PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Eligiendo la opción Procesos de inyección de vapor del menú principal Análisis, se despliega un menú secundario en la parte izquierda, donde se muestran los

procesos de inyección de vapor disponibles para realizar un análisis de su viabilidad económica.

Figura 7. Menú de procesos de inyección de vapor



A.4 COSTOS EN INFRAESTRUCTURA

Para realizar el análisis económico de un proyecto de inyección de vapor, se deben ingresar los costos del proyecto en infraestructura. Los costos se deben ingresar en los formularios que aparecen pulsando una de las opciones de procesos de inyección de vapor.

A.4.1 POZOS

En estos formularios se deben ingresar los costos correspondientes a la adecuación y perforación de los pozos.

Cuando se está evaluando un proyecto de inyección continua se ingresan tanto la cantidad de pozos inyectoros como de pozos productores y el costo total por pozo en cada caso.

- ▲ La cantidad de pozos debe ser un valor numérico entero mayor o igual a cero y el costo total debe ser un valor numérico mayor o igual a cero.

Si no se conoce el costo total se debe activar la casilla de Costos detallados y se activan los formularios para ingresar las cantidades utilizadas y los costos unitarios de cada uno de los ítems que intervienen en el costo total de los pozos. A medida que se van ingresando las cantidades y los costos unitarios, se van calculando los costos totales de cada uno de los ítems a tener en cuenta y se va calculado en la parte superior el costo total de los pozos.

Figura 8. Costo por perforación de pozos (inyección continua)

Tipo de Pozo	Cantidad	Costo (US\$/Pozo)
Pozos inyectoras	4	317188.2
Pozos productores	9	30561.75

Descripción	Cantidad	US\$/Unidad	Total (US\$)
Locación	0	0	0
Alquiler de equipo de perforación (Días)	10	4100	41000
Combustible y lubricantes (Días)	9	400	3600
Lodo de perforación y aditivos	1	6000	6000
Registros	1	21000	21000
Cementación	1	41000	41000

- ▲ Hay que tener en cuenta que los valores correspondientes a las cantidades deben ser números enteros mayores o iguales a cero y los costos unitarios deben ser valores numéricos mayores o iguales a cero.

A continuación se muestra una tabla con los componentes que se tienen en cuenta para cada tipo de pozo:

Tabla 1. Componentes relacionados con la perforación de cada tipo de pozo

Pozos Productores	Pozos Inyectores
Locación	Locación
Alquiler del equipo de perforación	Alquiler del equipo de perforación
Combustible y lubricantes	Combustible y lubricantes
Lodo de Perforación y aditivos	Lodo de Perforación y aditivos
Registros	Registros
Cementación	Cementación
Casing	Casing
Brocas	Brocas
Cañoneo	Cañoneo
Sarta de Inyección	Sarta de producción
Cabeza de Inyección	Equipo de fondo de pozo
Equipo de Fondo de pozo	Equipo de levantamiento

El formulario de la entrada de costos para los pozos de una inyección cíclica se muestra a continuación.

Figura 9. Costo por perforación de pozos (inyección cíclica)

The screenshot shows the 'Svepi' software interface. The main window is titled 'Inyección Cíclica :: Pozos' and contains a 'Costo de Pozos' form. The form includes a sidebar with navigation options like 'Inyección continua' and 'Inyección cíclica'. The main area contains instructions and a table for entering well costs. The table has columns for 'Tipo de Pozo', 'Cantidad', and 'Costo (US\$/Pozo)'. Below this, there is a 'Costo por Pozo' section with a table for 'Inyector-Productor' with columns for 'Descripción', 'Cantidad', 'US\$/Unidad', and 'Total (US\$)'. The table lists items like 'Locación', 'Alquiler de equipo de perforación (Días)', 'Combustible y lubricantes (Días)', 'Lodo de perforación y aditivos', 'Registros', and 'Cementación'.

Para el caso de la inyección cíclica se especifican los siguientes costos de los pozos inyector-productores.

Tabla 2. Componentes relacionados con la perforación del pozo

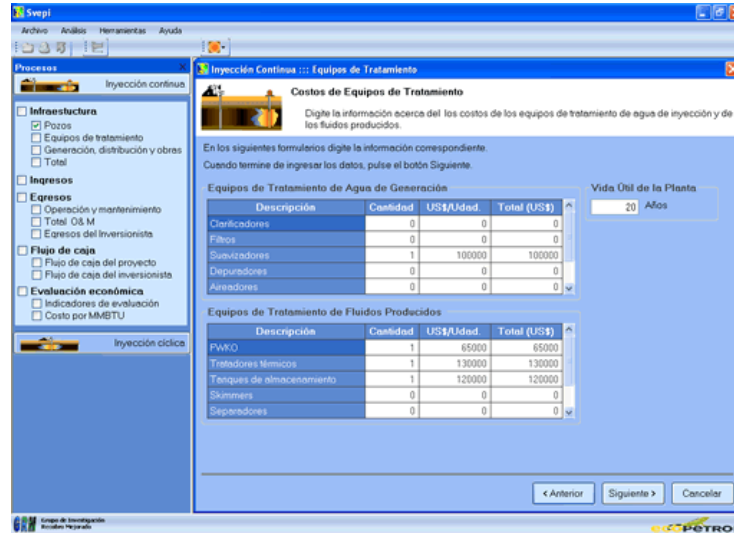
Pozo Inyector-Productor
Locación
Alquiler del equipo de perforación
Combustible y lubricantes
Lodo de perforación y aditivos
Registros
Cementación
Casing
Brocas
Cañoneo
Sarta de Inyección y de producción
Cabeza de Inyección
Equipo de levantamiento
Equipo de Fondo de pozo

A.4.2 EQUIPOS DE TRATAMIENTO

Los formularios correspondientes a los costos de los equipos de tratamiento se dividen en 3 secciones: Equipos de tratamiento de agua de generación, Vida útil de la planta de tratamiento y Equipos de tratamiento de fluidos producidos.

- ▲ El valor de Vida de vida útil de la planta debe ser un número entero mayor o igual a uno.

Figura 10. Costos por equipos de tratamiento



Los siguientes son los costos que se tienen en cuenta para los equipos de tratamiento de agua y de fluidos producidos:

Tabla 3. Equipos de Tratamiento

Equipos de Tratamiento de Agua de Generación	Equipos de Tratamiento de los Fluidos Producidos
Clarificadores	FWKO
Filtros	Tratador Térmico
Suavizadores	Tanque de Almacenamiento
Depuradores	Separador
Aireadores	Skimmer
Tanque Almacenamiento	Accesorios

A.4.3 GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y OBRAS CIVILES

El formulario de ingreso de los costos por generación contiene la información acerca del tipo de generadores a utilizar.

Las líneas de distribución están divididas en líneas de distribución del vapor y en líneas de distribución de los fluidos producidos. Tanto los costos como las longitudes generalmente son distintos.

En obras civiles están incluidos todos aquellos costos por adecuación de los terrenos a perforar.

- ▲ El valor de Vida de vida útil del generador debe ser un número entero mayor o igual a uno.

Figura 11. Costo por generación, distribución y obras civiles

The screenshot shows a software window titled 'Svepi' with a menu bar (Archivo, Análisis, Herramientas, Ayuda) and a toolbar. The main window is titled 'Inyección Continua :: Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles'. It contains a sidebar with a tree view under 'Procesos' and 'Inyección continua', including sections for 'Infraestructura', 'Egresos', 'Flujo de caja', and 'Evaluación económica'. The main area has a title 'Costos de Generación, Distribución y Obras Civiles' and instructions: 'Digite la información acerca de los costos del generador, el costo de las líneas de distribución y los costos de las obras civiles. En los siguientes formularios digite la información correspondiente. Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.' Below this are three tables:

Generador						
Descripción	Capacidad (MMBTU/Hora)	Agua Consumida (gal/min)	Vida Útil (Años)	Cantidad	US\$/Unid.	Total (US\$)
Generador estanco	50	85	25	1	900000	900000

Líneas de Distribución			
Descripción	Longitud (Pies)	US\$/Pie	Total (US\$)
Líneas de distribución del vapor	960	11	10560
Líneas de distribución del fluido producido	9	0	0

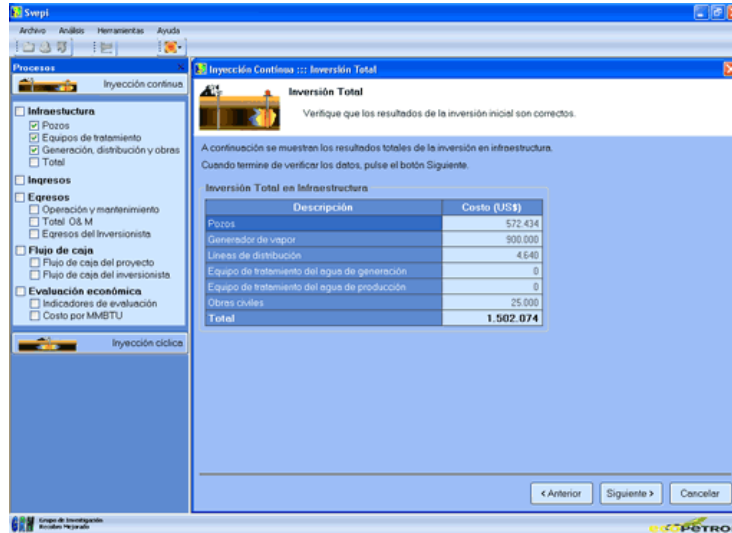
Obras Civiles	
Descripción	Costo Total (US\$)
Locaciones	0
Vías de acceso	0
Otros	0

At the bottom of the form are navigation buttons: '< Anterior', 'Siguiente >', and 'Cancelar'. The footer of the window includes 'Grupo de Investigación Petroleros del Ecuador' and the 'POTROL' logo.

A.4.4 RESUMEN DE LA INVERSIÓN

Este formulario simplemente muestra un resumen de los costos por inversión en infraestructura del proyecto. El costo se da en dólares americanos.

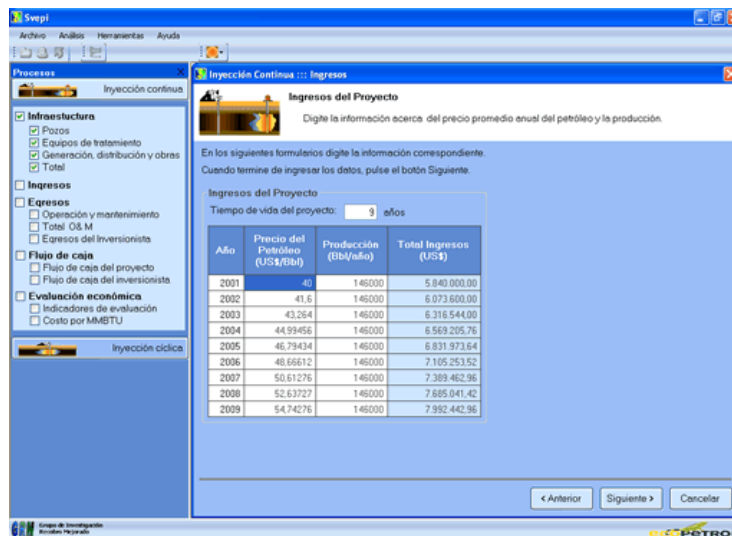
Figura 12. Resumen de los costos por infraestructura



A.5 INGRESOS

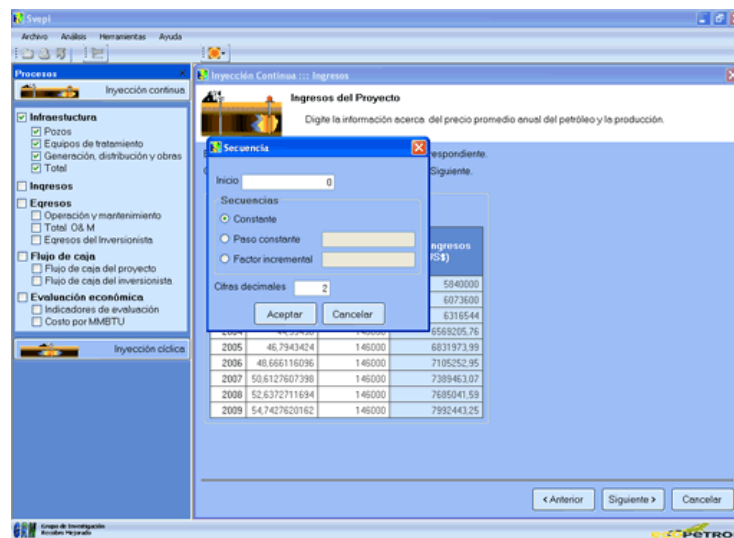
En este formulario se pide ingresar el tiempo de vida del proyecto y automáticamente se generará una tabla donde se deben ingresar los valores de precio y la producción de petróleo anual para cada año. Se genera una columna con los ingresos anuales.

Figura 13. Ingresos del proyecto



Como puede resultar tedioso ingresar uno a uno los valores de los ingresos, con el botón derecho del mouse, se puede desplegar una ventana emergente que le permite generar una secuencia de valores, ya sea de un valor constante, con un incremento constante o con un factor incremental definido. Además se pueden especificar la cantidad de cifras decimales con las cuales se desea trabajar.

Figura 14. Generación de series de datos



A.6 EGRESOS

El formulario de egresos del proyecto se encuentra dividido en 6 partes, tal y como se puede ver en la siguiente figura.

- ^ Las celdas que se encuentran resaltadas en el formulario con un color distinto indican que son valores que no se pueden cambiar, pues son el resultado de cálculos realizados con base en datos ingresados en formularios anteriores.

- Las celdas en las que se encuentra el valor de la capacidad del generador no aparece el valor total que se ingresó en el formulario de Generación, Distribución y Obras Civiles pues se considera el 80% de su capacidad total como el valor de la eficiencia de generación.
- La cantidad de Agua utilizada en el cálculo de los egresos por Tratamiento de Agua de Generación corresponde al 80% del agua consumida por el generador.

Figura 15. Egresos del Proyecto

En los siguientes formularios digite la información correspondiente. Cuando termine de ingresar los datos, pulse el botón Siguiente.

Descripción	Costo
Químicos (US\$/M3deAgua)	8.21
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40
Agua (gal/min)	76.8

Descripción	Costo-%
Salario operadores (US\$/día)	150
Tiempo operadores (%)	50
Salario supervisores (US\$/día)	253
Tiempo supervisores (%)	40
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40

Descripción	Costo
Consumo (kW)	256.12
Capacidad Gdor. (MMBTU/hora)	40
Valor (US\$/kWh)	0.0517

Descripción	Costo
Vapor generado (MMBTU/día)	960
Cantidad gas (KPC/día)	960
Costo gas (US\$/KPC)	2.5

Descripción	%
Porcentaje de la inversión (%)	0.5

Descripción	%
Régulos (%)	5
Impuesto de renta (%)	34

A.6.1 EGRESOS TOTALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En este formulario se presenta una tabla donde se pueden ingresar los egresos totales por operación y mantenimiento del proyecto para cada año de vida del proyecto. Al igual que en el formulario de Ingresos también se cuenta con la opción de generar los listados automáticamente pulsando el botón derecho del mouse.

- Las celdas que se encuentran resaltadas en el formulario con un color distinto indican que son valores que no se pueden cambiar, pues son el resultado de cálculos realizados con base en datos ingresados en formularios anteriores o son el resultado de cálculos de otras celdas.

Figura 16. Egresos totales por operación y mantenimiento

Año	Vapor Usado (MMBTU)	Operación (US\$/MMBTU)	Total Operación (US\$)	Mantenimiento (US\$)	Total O&M (US\$)
2001	350 400.0	3.04	1 065 216	29949.34	1 095 165
2002	350 400.0	3.16	1 107 264	31147.31	1 138 411
2003	350 400.0	3.29	1 152 816	32393.21	1 185 209
2004	350 400.0	3.42	1 198 368	33688.93	1 232 057
2005	350 400.0	3.56	1 247 424	35036.49	1 282 460
2006	350 400.0	3.7	1 296 480	36437.95	1 332 918
2007	350 400.0	3.85	1 349 040	37895.47	1 386 935
2008	350 400.0	4	1 401 600	39411.29	1 441 011
2009	350 400.0	4.16	1 457 664	40987.74	1 498 652

A.6.2 EGRESOS DEL INVERSIONISTA

Los datos correspondientes a los egresos del inversionista no son obligatorios y solo se ingresan cuando el inversionista del proyecto ha realizado algún tipo de préstamo bancario para realizar el proyecto. También tiene la opción de generar automáticamente series de datos como en el caso de los Ingresos con el botón derecho del mouse.

Figura 17. Egresos del inversionista

The screenshot shows the 'Egresos del inversionista' window in the Swept application. The window title is 'Inyección Continua :: Egresos del Inversionista'. It contains a sidebar with various categories like 'Infraestructura', 'Egresos', 'Flujo de caja', and 'Evaluación económica'. The main area has instructions and a table for data entry.

Año	Interés del Préstamo (US\$)	Abonos a Capital (US\$)
2001	0	0
2002	0	0
2003	0	0
2004	0	0
2005	0	0
2006	0	0
2007	0	0
2008	0	0
2009	0	0

Hasta aquí se han digitado los datos básicos del proyecto y se pueden guardar como un archivo de texto para utilizarlos sin tener que digitarlos nuevamente uno a uno. Para esto utilice la opción Guardar proyecto del menú Archivo, y se desplegará una ventana como la siguiente.

Figura 18. Almacenamiento de datos del proyecto.

The screenshot shows the 'Guardar como' dialog box in the Swept application. The dialog box is open, showing the file name and type. The file name is 'Svept' and the type is 'Archivo de texto'. The dialog box is open over the 'Egresos del inversionista' window.

- ▲ Tenga cuidado de no reescribir datos de proyectos guardados anteriormente y que luego necesite volver a utilizar.

A.7 FLUJOS DE CAJA

A.7.1 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

Como resultado de los cálculos que se realizan con los datos de entrada, se obtiene una tabla en la cual se muestra el flujo de caja del proyecto. En esta tabla se indican las entradas de dinero con un signo positivo (+) y las salidas de dinero con un signo negativo (-). Se resaltan dos filas de datos en las que se muestran las ganancias del proyecto antes y después del pago de impuestos.

Figura 19. Flujo de caja del proyecto

Flujo de Caja del Proyecto (US\$)

Año	2000	2001	2002	2003
Inversión (-)	5.989.863			
Ingresos (+)		5.840.000	6.073.600	6.316.544
Regalías (-)		292.000	303.680	315.827
Operación y mantenimiento (-)		1.095.061	1.138.863	1.184.417
Depreciación (-)		1.197.974	1.197.974	1.197.974
GANANCIA antes de impuestos		3.254.965	3.433.093	3.618.326
Impuesto de renta (-)		1.106.688	1.167.248	1.230.231
GANANCIA despues de impuestos		2.148.277	2.265.835	2.388.095
Depreciación (+)		1.197.974	1.197.974	1.197.974
Capital de trabajo (-)	292.000	11.680	12.147	12.633
FLUJO DE CAJA TOTAL	-6.281.868	3.334.571	3.451.661	3.573.436

A.7.2 FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA

Es una tabla similar a la del flujo de caja del proyecto, pero además incluye los Egresos del Inversionista.

Figura 20. Flujo de caja del inversionista

Verifique que el flujo de caja del inversionista esté correcto.

A continuación se muestra el flujo de caja del inversionista. Cuando termine de verificar los datos, pulse el botón Siguiente.

Año	2000	2001	2002	2003
Inversión (-)	5 909 069			
Ingresos (+)	5 840 000	6 073 600	6 316 544	
Regalías (-)	292 000	303 600	315 827	
Operación y mantenimiento (-)	1 095 061	1 138 063	1 184 417	
Depreciación (-)	1 197 974	1 197 974	1 197 974	
Intereses del préstamo (-)	0	0	0	
Ganancia antes de impuestos		3 254 965	3 433 083	3 618 326
Impuesto de renta (-)		1 106 688	1 167 249	1 230 231
Ganancia después de impuestos		2 148 277	2 265 835	2 388 095
Depreciación (+)	1 197 974	1 197 974	1 197 974	1 197 974
Capital de trabajo (-)	292 000	11 680	12 147	12 633
Abono a capital (-)		0	0	0
FLUJO DE CAJA TOTAL	-6.201.069	3.334.571	3.451.661	3.573.436

A.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

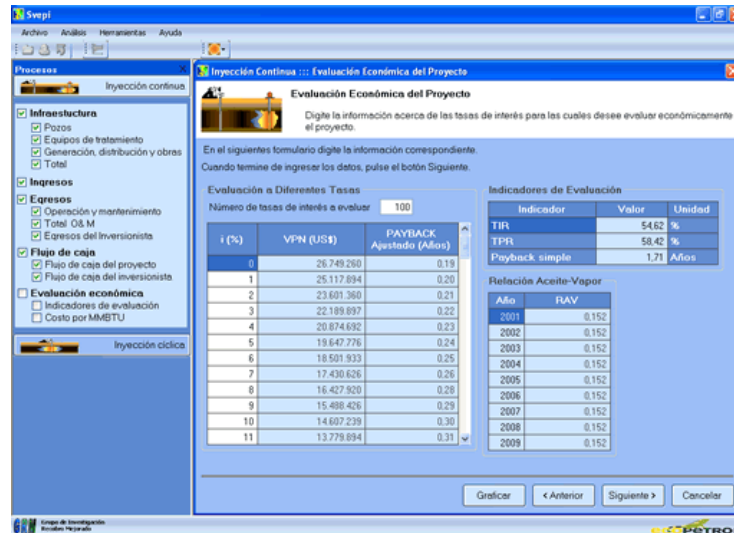
A.8.1 INDICADORES DE EVALUACIÓN

Como salida de la herramienta se obtienen algunos indicadores que le permitirán al inversionista evaluar si es factible económicamente llevar a cabo o no la realización del proyecto. Dentro de estos indicadores están el Valor Presente Neto (VPN), el Payback Ajustado, la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Tasa Promedio de Retorno (TPR), el Payback Simple y la Relación Aceite Vapor (RAV).

Se puede generar una tabla en la cual se muestran los resultados de VPN y Payback Ajustado para diferentes tasas de retorno; simplemente hay que escribir

el número de tasas a evaluar y digitar su valores. Puede ayudarse generando una serie que se crea a través de una ventana emergente que se activa con el botón derecho del mouse.

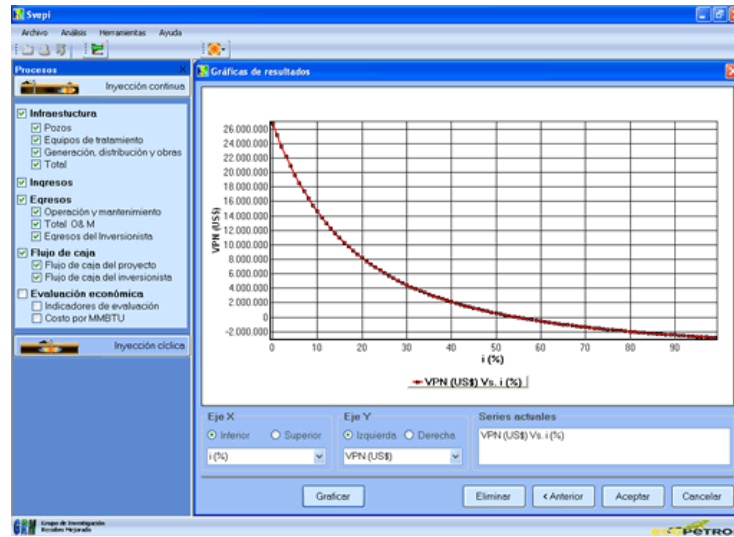
Figura 21. Indicadores de evaluación



A.8.2 GRÁFICAS DE INDICADORES

Una vez generada la tabla de VPN y Payback Ajustado a diferentes tasas de interés, se pueden graficar estos valores pulsando el botón Graficar. Se muestra una ventana como la de la siguiente figura, en la cual se pueden elegir tanto los valores a graficar como los ejes en los cuales desea hacerlo. En la parte inferior derecha se va generando un listado de las series graficadas. Estas series se pueden eliminar con eligiendo la serie y pulsando el botón Eliminar.

Figura 22. Gráficas de indicadores de evaluación



Svepi cuenta con herramientas de edición de las gráficas generadas a través de la opción Edición de gráficas del menú Herramientas. Se despliega una ventana con tres opciones en las cuales se pueden editar los títulos de la gráfica y de los ejes, los valores máximo y mínimo de los ejes a graficar, el tipo de escala a manejar (logarítmica o cartesiana), los nombres de las series y una opción de poder agregar puntos nuevos a las series pulsando con el botón izquierdo del mouse sobre las series graficadas.

Figura 23. Edición de gráficas



Si se desea se puede exportar la gráfica generada con la opción Exportar gráfica del menú Archivo. El formato se puede elegir entre imagen (bmp), hoja de cálculo (xls), pagina web (html) o archivo de texto (txt).

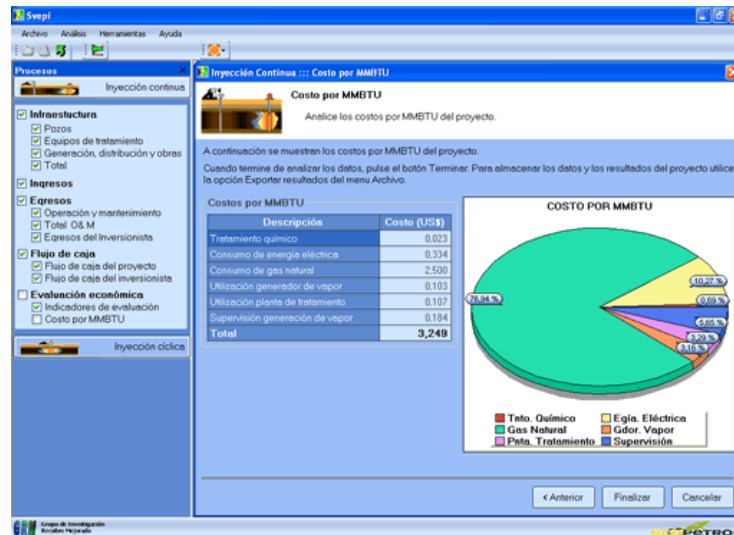
A.8.3 COSTO POR MMBTU

Otro indicador que se le presenta al usuario de SVEPI es el costo por MMBTU junto con una gráfica en la cual se muestra qué porcentaje del costo total representa cada una de las siguientes variables:

Tabla 4. Variables involucradas en el costo por 1 MMBTU

Costo 1 MMBTU
Tratamiento Químico
Consumo Energía Eléctrica
Consumo Gas Natural
Utilización Generador de Vapor
Utilización Planta de Tratamiento
Supervisión de la Generación de Vapor

Figura 24. Costo por 1 MMBTU



En este formulario se activa la opción de exportar los datos como archivo de texto o como hoja de cálculo eligiendo la opción Exportar resultados del menú Archivo.

Los archivos que se generan guardan tanto los datos del proyecto como los resultados para ser analizados.

A.9 AYUDA

A.9.1 AYUDA EN VERSIÓN DE IMPRESIÓN

El contenido de la ayuda se obtiene en un documento PDF para ser impreso pulsando Ayuda en versión impresa del menú Ayuda.

A.9.2 ACERCA DE SVEPI

Pulsando la opción Acerca de Svepi del menú Ayuda se puede conocer acerca de las características de desarrollo de Svepi.

Figura 25. Acerca de SVEPI

