

**ANÁLISIS DE COSTOS DE CICLO DE VIDA DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN
DE GAS LIFT DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

**LUIS CARLOS DUARTE SARMIENTO.
CARLOS ANDRÉS TRIGOS PEÑARANDA.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2010**

**ANÁLISIS DE COSTOS DE CICLO DE VIDA DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN
DE GAS LIFT DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

**LUIS CARLOS DUARTE SARMIENTO.
CARLOS ANDRÉS TRIGOS PEÑARANDA.**

Monografía de Grado

**Presentada como requisito para optar el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

Director

**DANIEL ORTIZ PLATA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2010**

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a la empresa ECOPETROL S.A. por haber permitido realizar este proyecto y a todos aquellas personas que apoyaron de manera directa e indirecta el desarrollo del mismo.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por hacer de nosotros mejores profesionales en pro del desarrollo de la industria Colombiana.

CONTENIDO

	Pág.
Introducción.....	14
1 MARCO CONTEXTUAL	15
1.1 LA EMPRESA	15
1.1.1 Ubicación espacial.....	15
1.1.2 Estructura organizacional	16
1.2 LIFE CICLE COST	17
1.2.1 Estructura general del LCC	18
1.2.2 Estructura de Costos LCC	19
1.2.3 Pasos para la aplicación de la metodología LCC	22
1.2.4 Evaluación del costo de ciclo de vida (LCC).....	22
1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MÉTODO GAS LIFT	23
1.3.1 Conceptos fundamentales	24
1.3.2 Componentes del equipo de subsuelo.....	26
1.3.3 Componentes del equipo de superficie.....	28
2 ANALISIS DE INFORMACION.....	30
2.1 DIAGNOSTICO Y DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS A CUMPLIR	30
2.1.1 Requerimientos operativos	30
2.1.2 Definición de criterios comunes de evaluación	31
2.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS A CONSIDERAR.....	33
2.2.1 Presentación de características técnicas de alternativas propuestas con costeo inicial	33
2.2.2 Establecimiento de criterios operativos más representativos .	34
2.2.3 Presentación de datos obras civiles	34
2.2.4 Presentación de datos obras mecánicas	35
2.2.5 Presentacion de datos de obras de instrumentación	35
2.2.6 Presentacion de datos transporte	36
2.2.7 Presentacion de costos operativos combustible	36
2.2.8 Costos operativos energia para motores electricos.....	37
3 ANALISIS DE INFORMACIÓN.....	38
3.1 DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS A CUMPLIR	38
3.1.1 Requerimientos procedimentales	38
3.1.2 Definición de criterios comunes de evaluación	39
3.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS A CONSIDERAR.....	40
3.2.1 Tabla de resultados para la situación actual.....	40
3.2.2 Establecimiento de tablas de resultados para la alternativa 1	41
3.2.3 Establecimiento de tablas de resultados alternativa 2	41
3.2.4 Establecimiento de resultados alternativa 3	42
3.2.5 Establecimiento de resultados alternativa 4	42

3.2.6	Establecimiento de resultados.....	43
4	MODELO PROPUESTO	44
4.1	ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS	44
4.1.1	Análisis incremental.....	44
4.1.2	Análisis de riesgo	46
4.1.3	Análisis beneficio costo y análisis de sensibilidad	47
4.1.4	Escogencia de alternativa óptima.....	48
4.1.5	Plan de acción	48
5	CONCLUSIONES	49
6	RECOMENDACIONES	51
	BIBLIOGRAFÍA	52
	ANEXOS.....	53

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1.	Ubicación Geográfica Superterintendencia de Operaciones Putumayo	15
Figura 2.	Estructura Organizacional De Ecopetrol S.A.	16
Figura 3.	Perfil y Carta de Costo de Ciclo de Vida	17
Figura 4.	Fases del Ciclo de Vida	19
Figura 5.	Estructura jerárquica del costo de ciclo de vida	20
Figura 6.	Estructura del ciclo de vida	21
Figura 7.	Sistema de Levantamiento con Gas	24
Figura 8.	Instalación de Gas Lift para Flujo Continuo	25
Figura 9.	Instalación de Gas Lift para Flujo Intermitente	26
Figura 10.	Válvulas de Gas Lift, a) Operada por Presión de Producción –fluido–, b) Operada por Presión de Inyección –casing–	28
Figura 11.	Componentes del Equipo de Superficie de un Sistema de Levantamiento con Gas –Gas Lift–.	29
Figura 12.	Análisis incremental opción 1	45
Figura 13.	Análisis incremental opción 2	45
Figura 14.	Análisis incremental opción 3	46
Figura 15.	Análisis incremental opción 4	46

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos en gas lift	30
Tabla 2. Alternativas de solución	33
Tabla 3. Costos y características de los sistemas propuestos	34
Tabla 4. Muestra inicial costos de mantenimiento	34
Tabla 5. Costeo de obras civiles	35
Tabla 6. Obras mecánicas de adecuación	35
Tabla 7. Obras de instrumentación	36
Tabla 8. Costos de transporte	36
Tabla 9. Costos de combustible y lubricantes	37
Tabla 10. Costos de energía	37
Tabla 11. Aspectos a evaluar en riesgo base	38
Tabla 12. Aspectos a evaluar en con proyecto	39
Tabla 13. VPN inversión alternativa	39
Tabla 14. Análisis de sensibilidad del proyecto	40
Tabla 15. Análisis de riesgo incremental	40
Tabla 16. Resultados situación actual	40
Tabla 17. Resultados alternativa 1	41
Tabla 18. Resultados alternativa 2	41
Tabla 19. Resultados alternativa 3	42
Tabla 20. Resultados alternativa 4	43
Tabla 21. Analisis inicial VPN	43
Tabla 22. Análisis de riesgo	47
Tabla 23. Relación costo beneficio y análisis de sensibilidad	48

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Cuadro de resultados VPN análisis incremental

54

GLOSARIO

ANÁLISIS DEL COSTE DEL CICLO DE VIDA (LCCA): LCCA es un proceso analítico sistemático para evaluar las líneas de acción de varias alternativas con el objetivo de elegir la vía menos costosa para alcanzar un objetivo.

CAPEX: Los costos de capital CAPEX (CAPital EXpenditures) se refieren al costo de desarrollar o proporcionar partes no consumibles para un producto o sistema; son los costos de las inversiones iniciales de los activos.

COSTE DEL CICLO DE VIDA (LCC): se refiere a todos los costes asociados con el producto o sistema como está anticipado durante el ciclo de vida definido.

DISPONIBILIDAD: La disponibilidad (puntual) de un dispositivo es la probabilidad de que funcione en cualquier instante de tiempo.

MATRIZ RAM: matriz utilizada en la industria petrolera para la valoración de riesgos

OPEX: Los costos operacionales OPEX (OPerating EXpenditures) son los costos continuos para correr un producto, negocio o sistema; son todas las fases en marcha de un activo, operación y mantenimiento.

SOP: Superintendencia de Operaciones Putumayo de Ecopetrol S.A.

VPN: valor presente neto, Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE COSTOS DE CICLO DE VIDA DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS LIFT DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO*

AUTORES: LUIS CARLOS DUARTE, CARLOS ANDRES TRIGOS**

PALABRAS CLAVES: CICLO DE VIDA, MANTENIMIENTO, CAPEX, VPN, OPEX.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO: Esta monografía desarrolla los pasos para la implementación de un estudio de LCC (life cycle cost) aplicado según la norma ISO 15663 y las políticas internas de Ecopetrol a la toma de decisión a cerca de la implementación de alternativas tecnológicas al proceso de producción de petróleo en la Superintendencia de operaciones en Orito Putumayo.

El modelo de LCC para la toma de decisiones tecnológicas involucra un análisis detallado del seguimiento en costos a través de toda la vida útil, esto incluye los costos no solo de adquisición, sino además todos aquellos involucrados en la puesta en marcha del equipo, tales como costos de ingeniería a detalle, transporte, instalación, adecuaciones eléctricas, locativas y cualquier costo derivado del proyecto tanto en su etapa de instalación como en la etapa productiva (combustible, mantenimiento, repuestos) del mismo y finalmente en la disposición final del sistema.

Para el caso particular de la alternativa para compresión de gas lift en las facilidades de Orito Putumayo, se estudian los costos del sistema montado actualmente contra 4 alternativas descritas a lo largo de la monografía, haciendo énfasis en el seguimiento de los costos más representativos (directores o drivers) clasificándolos en las etapas de CAPEX (capital expenditure) o inversiones iniciales, OPEX (operative expenditure) o costos relacionados a la operación del equipo y costos de disposición final o desensamble.

Por último se generan los análisis de conveniencia económica basados en los criterios de VPN (valor presente neto) aplicado a los flujos de capital durante toda la vida del activo, relación costo beneficio y análisis de riesgo basados en la proyección de gastos del sistema montado actualmente, el cual marca el nivel base de comparación que justifica las demás inversiones propuestas.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de mantenimiento, Director Ing. Daniel Ortiz Plata

SUMMARY

TITLE: LIFE CICLE COST ANALYSIS IN GAS LIFT COMPRESSORS FOR "SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO"

AUTHORS: LUIS CARLOS DUARTE, CARLOS ANDRES TRIGOS

KEYWORDS: LIFE CYCLE, MAINTENANCE, CAPEX, VPN, OPEX.

DESCRIPTION OR CONTENT: This monograph develops the steps for the implementation of a LCC (Life Cycle cost) study applied according to ISO 15663 and Ecopetrol S.A., internal policies to decision making about the implementation of technological alternatives to the process of Oil production in the operations Superintendence in Orito Putumayo.

The LCC model for decision-making technology involves a detailed analysis of the monitoring costs throughout the asset life, this includes not only acquisition costs but also all those involved in equipment commissioning such as In-depth engineering costs, transportation, installation, electrical adjustments, location improvements and any cost arising from the project both during installation and production stage (fuel, maintenance, spare parts) and also the disposal of the system.

For the particular case of the alternative gas lift compression facilities in Orito Putumayo, the costs of the system currently mounted are compared against four alternatives described along the paper, with emphasis on tracking the most representative costs (directors or drivers) and classified as stages of CAPEX (capital expenditures) or initial investment, OPEX (operative expenditures) or costs related to equipment operation and costs of disposal or disassembly.

Finally tests are generated based on economic expediency VPN criteria (net present value) applied to the capital flow throughout the asset's life, cost benefit rate and risk analysis based on projected costs of the system currently mounted, which marks the comparison base level that justifies the other investment proposals.

In conclusion, the LCC analysis was developed in this study to conclude which is the alternative to satisfy the technical requirements of the system and also the economically most beneficial option for the process of gas lift production to Ecopetrol S.A., the facilities of Orito.

* Monography

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Ing. Daniel Ortiz Plata.

INTRODUCCIÓN

Mediante el siguiente estudio se quiere dar a conocer de una manera simple la aplicabilidad de una herramienta gerencial como lo es el Costo de Ciclo de vida de un activo para la toma de decisiones de manera acertada dentro de un sistema de gestión de activos en las empresas modernas.

El Análisis de Costo de Ciclo de Vida permite establecer de una manera estructurada los costos asociados con el diseño, instalación, operación, mantenimiento y disposición final de equipos y sistemas, siendo una herramienta asertiva para la estimación, planeación y monitoreo de los costos durante el ciclo de vida del activo.

Para el caso de estudio en particular se pretende suministrar a la Superintendencia de Operaciones Putumayo información soporte de decisión para determinar la mejor opción de optimización del sistema de compresión de gas lift, teniendo en cuenta información técnica, económica y análisis de riesgos realizados por los autores para las condiciones actuales y para las posibles opciones de optimización.

Para este trabajo se contempló el cumplimiento de normativas ambientales como ahorro de energía, disminución de la emisión de gases contaminantes, ruido y normativas corporativas para cumplir con los pronósticos de producción, disminución de costos y aprovechamiento de los recursos.

1 MARCO CONTEXTUAL

1.1 LA EMPRESA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005.

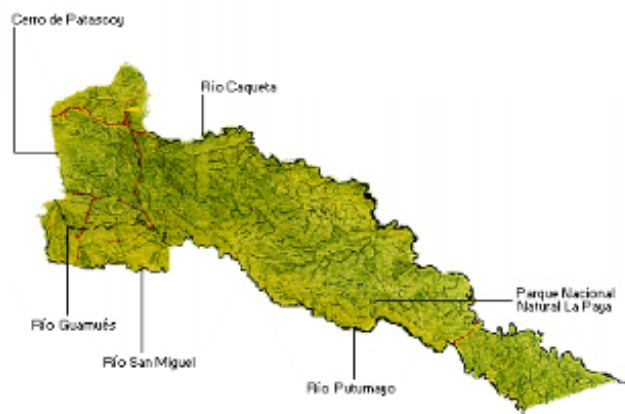
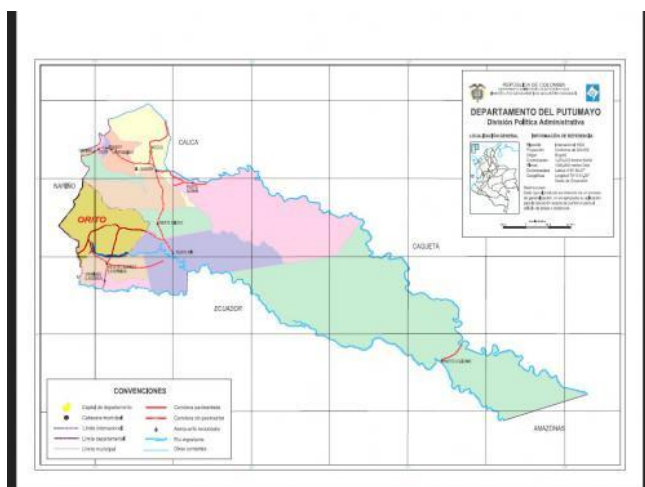
Actualmente Ecopetrol S.A., es la principal compañía petrolera de Colombia, quinta a nivel Latinoamérica y se encuentra ubicada dentro de las 39 petroleras más grandes del mundo.

1.1.1 Ubicación espacial

Geográficamente, Ecopetrol S.A., está distribuida por gerencias, las cuales a su vez están divididas por Superintendencias; la gerencia objeto de estudio es la Gerencia Regional Sur (GRS) de la cual hace parte la Superintendencia de Operaciones Putumayo, ubicada a 120 km al sur occidente de Mocoa, capital del departamento del Putumayo.

Figura 1. Ubicación Geográfica Superintendencia de Operaciones Putumayo.

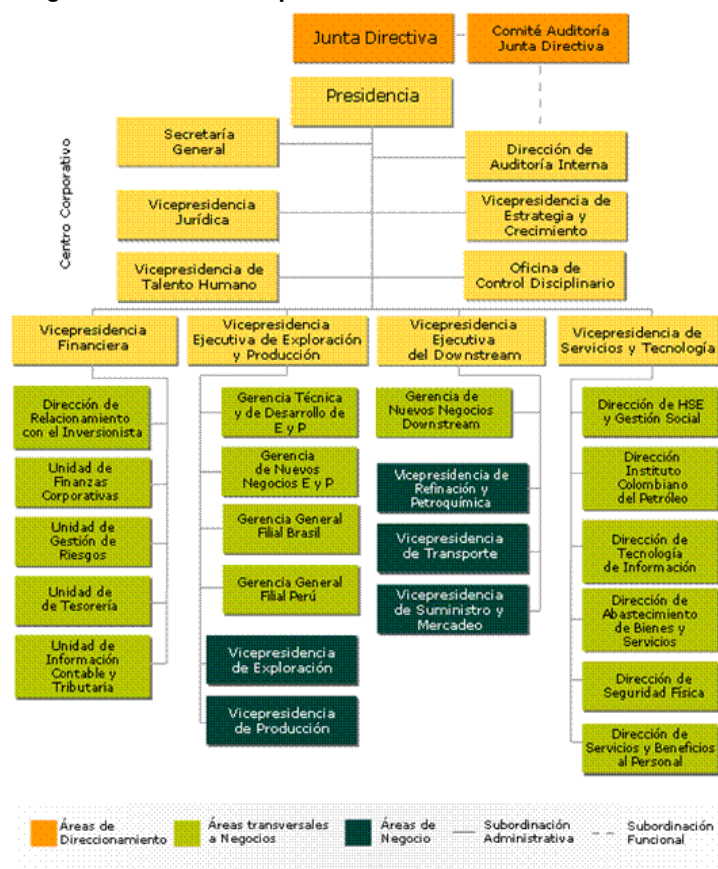




1.1.2 Estructura organizacional

A continuación se describe de una manera resumida la estructura organizacional de Ecopetrol S.A.:

Figura 2. Estructura Organizacional De Ecopetrol S.A.



1.2 LIFE CICLE COST

A través del tiempo y dependiendo de la industria, el costo de ciclo de vida (LCC) ha tenido diferentes definiciones, para la industria de los hidrocarburos, enunciamos algunas de las más utilizadas:

El Costo del Ciclo de Vida de un activo se puede definir como "el costo total de un activo durante su vida útil, incluida la adquisición inicial y posteriores gastos de funcionamiento"¹

En la industria de explotación LCC de un sistema o equipo se define como: el costo total durante la vida útil previsto, incluyendo gastos de capital, gastos operativos y de producción degradada (y por tanto la pérdida de ingresos).

La técnica de cálculo del costo del ciclo de vida se define como: "... la técnica de considerar el costo total de propiedad de un elemento de material, teniendo en cuenta todos los costos de adquisición, la formación del personal, modificación y eliminación, con el fin de tomar decisiones del sistema actual y revisar si han cambiado los requisitos, y de esta manera ser utilizado como un mecanismo de control en el servicio, y usado para determinar los costos en el futuro de los elementos existentes." ²

Quizás la definición más simple de todos: "LCC es acerca de tomar una visión de conjunto." ³

Figura 3. Perfil y Carta de Costo de Ciclo de Vida.

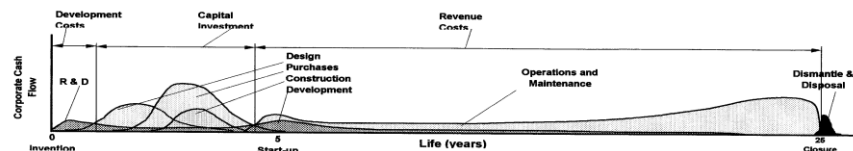


Figure 1.1: Life Cycle Cost Profile

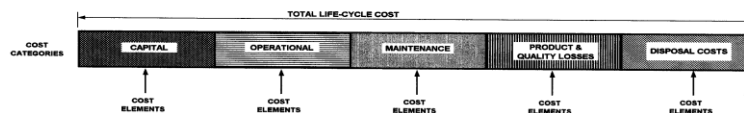


Figure 1.2: Life Cycle Costs in Bar Chart Form

¹ RYDELL S Harry, Inversión de activos y costo de ciclo de vida, manual de capacitación, the Woodhouse partnership, PDVSA Venezuela 2004. P16

² ibid

³ ibid

Esta última, da una visión simple y global de la estrategia de LCC, la cual busca una visión generalizada de las implicaciones, comerciales, productivas, de mantenimiento operación instalación y disposición de los activos con la finalidad de alinear cada elemento constitutivo de un proyecto, con la visión más amplia posible a lograr los objetivos de la organización, ver figura 3.

Dentro de la inmensa cantidad de definiciones acerca del LCC la más completa para el Autor es la presentada por la norma que rige esta metodología y la cual se enuncia a continuación:

*El costo de ciclo de vida es la consideración sistemática de la diferencia entre los costos e ingresos derivados de la adquisición y propiedad de las opciones alternativas para satisfacer una necesidad de activos. Es un proceso iterativo de estimación, planificación y supervisión de los costos y las diferencias de ingresos durante toda la vida de un activo.*⁴

Esta última será la guía aceptada en el desarrollo de esta monografía en función de generar la visión más cercana a la norma internacional.

1.2.1 Estructura general del LCC

El principio clave de la LCC es que cualquier decisión relativa a un activo físico debe reconocer el impacto de los costes de la decisión sobre todas las fases de la vida de ese activo, como se ilustra en la Figura 3.

En la mayoría de las empresas el costo de la fase de desarrollo, si es relevante para el activo es un monto requerido debido a su importancia, sin embargo es probable que sea parte de un presupuesto de ingeniería y desarrollo (I+D) y por lo tanto sea absorbido entre los costos asociados con la Ingeniería de Diseño y Especificaciones del activo, o sea clasificado junto con la licitación y compras, Fabricación y Pruebas o instalación y la puesta en marcha inicial.

Estos costos serán referenciados dentro de las inversiones iniciales del activo o CAPEX.

En producción el activo genera costos en la operación es decir, los costos que se relacionan con las especificaciones de la planta como la energía, refrigeración, mano de obra, y también en aquellos costos relacionados con la perdida de rendimiento, es decir la perdida producción consecuencia del bajo rendimiento del equipo; además los costos generados por la realización de las labores de mantenimiento, rediseño, modificaciones, overhaul, reemplazo de partes, también

⁴INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION; ISO International standard ISO 15663 petroleum and natural gas industries, ISO 2003. Part 1 methodology, p5

son relativas a la marcha del equipo. Todas estas fases en marcha, operación y mantenimiento, constituyen en suma, medidos en costos anuales el elemento OPEX de la LCC.

En su fase final el bien llega al final de su vida útil y debe ser desmantelado y eliminado. Esto supone costos de cierre o desmantelamiento, disposición a fin de vida útil y la limpieza de las instalaciones y equipos, Para una sola unidad de esta planta puede ser insignificante o incluso generar un rendimiento positivo derivado de la venta de partes de la planta con vida útil remanente después del proyecto, por el contrario, para algunos, por ejemplo, una fábrica de productos químicos peligrosos o de instalaciones nucleares, el costo será considerable.

Estas son las fases típicas de base LCC para la mayoría de los activos físicos - fase de CAPEX, fase OPEX y la fase de eliminación. Mientras que algunas formas de análisis LCC puede tener en cuenta sólo los costes fase de OPEX, por ejemplo, cuando el mantenimiento de estrategias alternativas se evalúan para la misma planta, ningún análisis de los costes de CAPEX LCC es relevante a menos que la que siguió gastos OPEX se incluyen en este análisis.⁵

Figura 4. Fases del ciclo de vida.



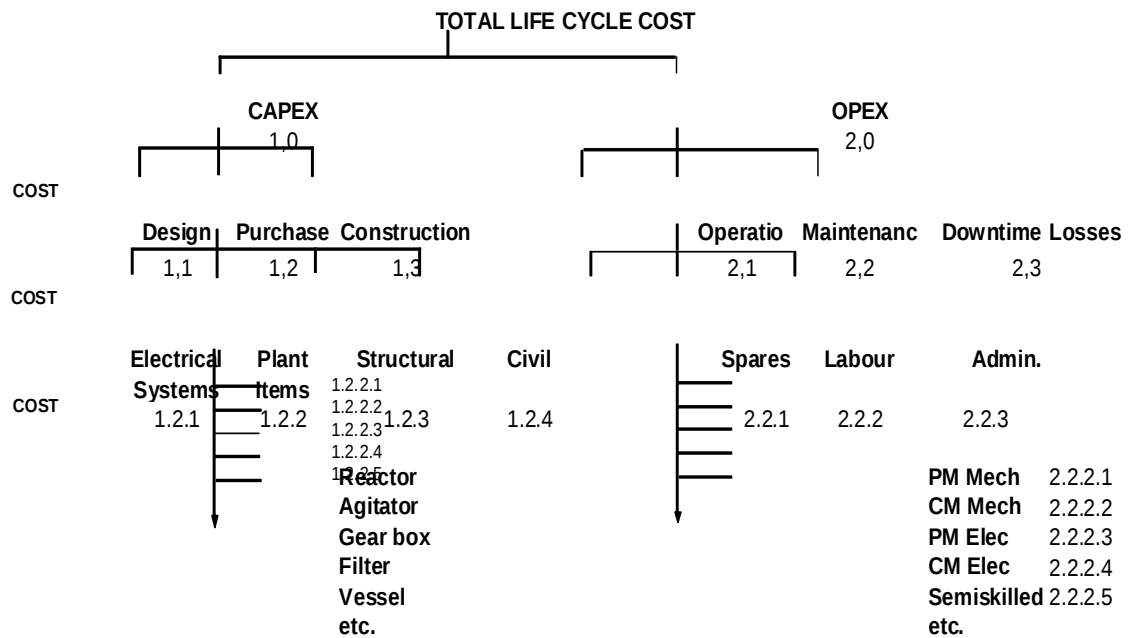
1.2.2 Estructura de Costos LCC

Identificar el contenido detallado de cada una de estas fases sin embargo, no es directo y es probable que varíe de un análisis de LCC a la siguiente. La razón de esto se ve cuando se intenta identificar los elementos detallados de costos que componen el contenido de cada categoría, como se ilustra de una planta química en la Figura 4. Se observará de ello que una lista muy diferente puede haber sido elaborada si la LCC se realiza sobre un motor de aeronave. También se desprende que una subdivisión del costo de estos elementos puede ser necesaria por ejemplo, dividir el trabajo de mantenimiento entre MP y MC o entre mecánicos y eléctricos. Una jerarquía de niveles de costos por tanto, debe configurar la

⁵ RYDELL S Harry, Inversión de activos y costo de ciclo de vida, manual de capacitación, the Woodhouse partnership, PDVSA Venezuela 2004. P16

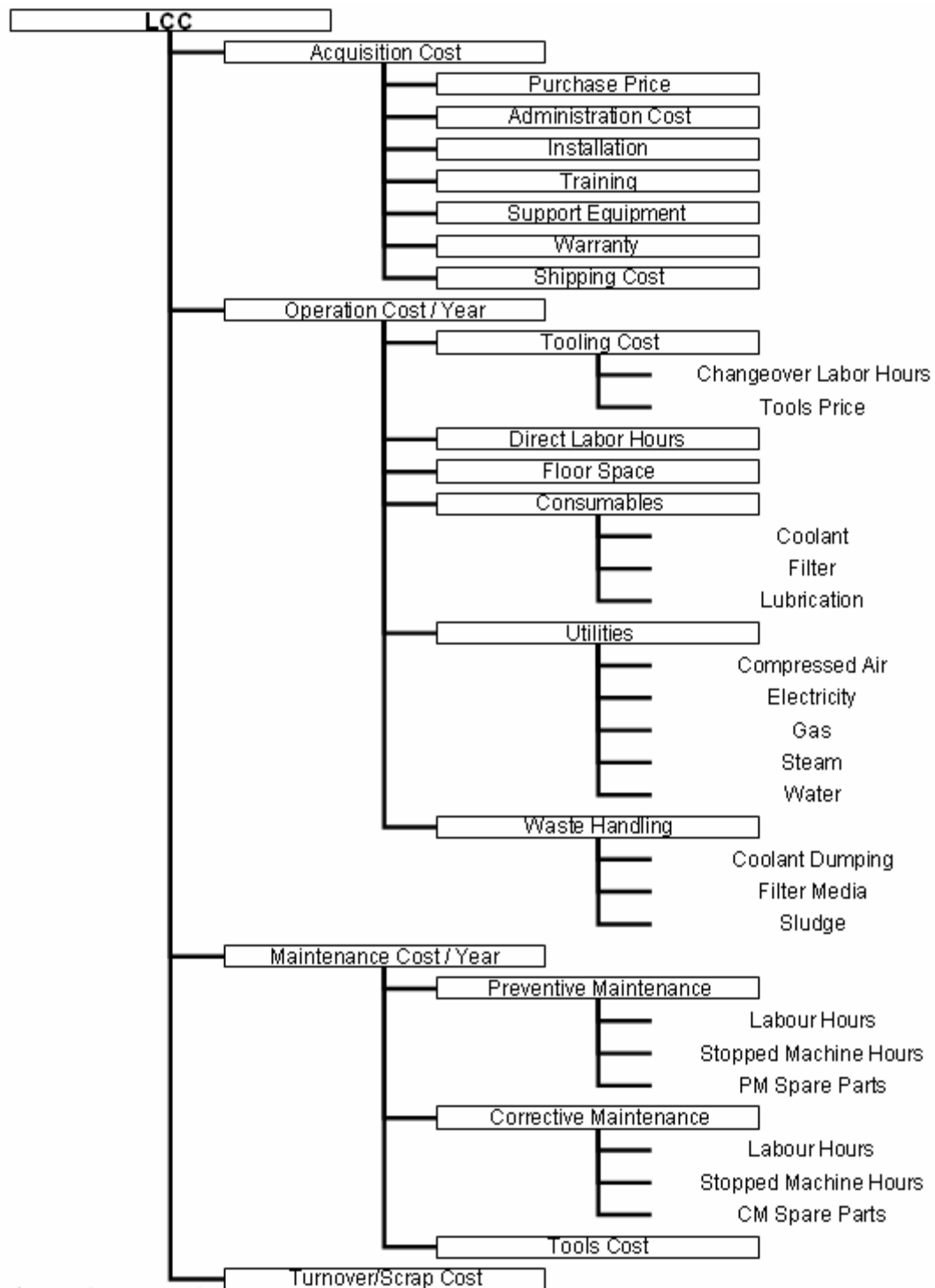
formación de una estructura apropiada de costos; un ejemplo de una parte de esa estructura se muestra en la Figura 5⁶.

Figura 5. Estructura Jerárquica del costo de ciclo de vida.



⁶ RYDELL S Harry, Inversion de activos y costo de ciclo de vida, manual de capacitación, the Woodhouse partnership, PDVSA Venezuela 2004. P16.

Figura 6. Estructura del ciclo de vida.



1.2.3 Pasos para la aplicación de la metodología LCC⁷

1.2.3.1 Diagnóstico

- a. Identificar objetivos y metas (Relación Beneficio - Costo, VPN, TIR; con base en ahorros, impacto en producción, costos de mantenimiento, entre otros)
- b. Identificar restricciones (limitaciones presupuestales, de espacio, de mercado)
- c. Establecer criterios de decisión (ahorro esperado, confiabilidad o disponibilidad mínima exigida)
- d. Identificar opciones potenciales (tecnologías, estrategias de operación)
- e. Establecer opciones (diseño, operación, mantenimiento)
- f. Definir variables a considerar en el análisis de costos (energía, costos de paradas)

1.2.3.2 Recolección de datos

- a. Identificar “Drivers” potenciales de costos (Energía, Costos de Paradas, entre otros)
- b. Definir elementos de costo (Mano de Obra, Repuestos, Insumos, Consumo unitario de energía)
- c. Establecer modelo estructurado de gestión de costos (Costos anualizados)
- d. Identificar y recolectar los datos (costos, estadísticas, indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad)

1.2.3.3 Análisis y modelamiento

- a. Desarrollo del Modelo LCC (Ver numeral 1.2.4)
- b. Análisis y Evaluación de los Costos
- c. Análisis de Sensibilidad (¿Qué pasa si?)

1.2.3.4 Reporte y toma de decisiones

- a. Reporte y Decisión
- b. Iteración (con el diseño y/o operación y/o mantenimiento)
- c. Ejecución de Planes de Acción de Aseguramiento y/o Mejoramiento

1.2.4 Evaluación del costo de ciclo de vida (LCC)

Los elementos a considerar, de acuerdo al modelo planteado en la figura 1, son:

⁷SANTAMARIA, Aleck; Procedimiento para el análisis del costo del ciclo de vida (LCC) para decisiones de inversión en proyectos requeridos para operar, Dirección de gestión de proyectos, Ecopetrol versión uno 2006.

- Costo inicial de compra, que incluye los gastos de transporte, aduana, etc.
- Costo de **Instalación**, que incluye los costos asociados a ingenierías y montajes
- Costo de Energía, que incluye tanto las variaciones de demanda como de precio
- Costos de operación, que incluye mano de obra, insumos, reactivos, etc.
- Costos de Mantenimiento, que incluye mano de obra, materiales y repuestos
- Costos de Parada, con la estimación inicial de disponibilidad se determinan los costos de lucro cesante, pérdidas de producción y producto no vendido
- Costo Ambiental, que incluye las acciones tanto de cumplimiento como de remediación y/o multas por operar por fuera de los límites ambientales establecidos
- Costo de Disposición, aprovisionamiento contable para remediación ambiental al
- Finalizar el proyecto

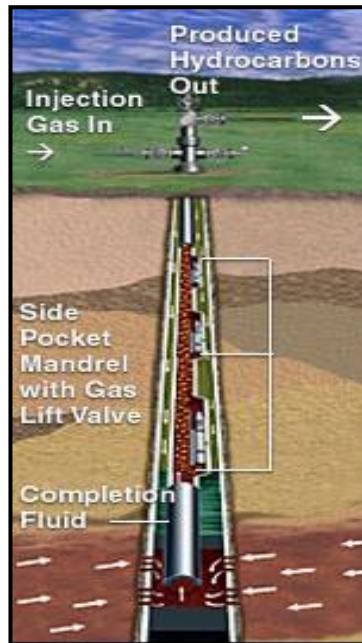
1.3 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MÉTODO GAS LIFT ⁸

El método de levantamiento con gas lift consiste en levantar los fluidos del pozo mediante el uso de un gas a una presión relativamente alta que se inyecta en la columna de fluido en algún punto por debajo del nivel de fluido estático. El levantamiento con gas se recomienda en pozos con:

- Altas tasas de producción.
- Alta productividad.
- Gas en solución.
- Presiones de producción en el fondo del pozo relativamente altas.

⁸ EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY, Manual para aumentar la eficiencia del levantamiento a gas.

Figura 7. Sistema de Levantamiento con Gas



1.3.1 Conceptos fundamentales

El Levantamiento con Gas o Gas Lift consiste en levantar el fluido del pozo mediante la inyección de gas a presión alta en la columna de fluido en el subsuelo. El gas inyectado se asocia con el gas de la formación para levantar el fluido a la superficie por uno o varios de los siguientes procesos:

- *Reducción de la densidad del fluido.* Al reducir la densidad del fluido se disminuye también el peso de la columna de fluido de modo que la presión diferencial entre el yacimiento y la pared del pozo se incrementa.
- *Expansión del gas inyectado.* Al expandirse, el gas de inyección empuja el líquido delante de él y reduce el peso de la columna de fluido por lo que se incrementa el diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo.
- *Efecto Pistón.* Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas que actúan como pistones.

El gas se inyecta en la tubería de producción a una profundidad determinada por encima del fondo del pozo, por lo que se presentan dos Relaciones Gas/Líquido. La Relación Gas/Líquido de la formación y la Relación Gas/Líquido por Gas Lift. La Relación Gas/Líquido de la formación permanece desde el fondo del pozo hasta el punto por donde se inyecta el gas. La Relación Gas/Líquido por Gas Lift existe por encima del punto por donde se inyecta gas hasta la superficie.

El punto por donde se inyecta el gas se conoce como punto de inyección y su ubicación depende de factores como la tasa de producción deseada, profundidad y diámetro del pozo, presión de inyección del gas, entre otros. El gas se inyecta a la tubería de producción siempre y cuando la presión en el anular sea mayor que la presión dentro de la tubería de producción, por lo tanto para saber con precisión la profundidad máxima a la que se puede inyectar el gas se requiere conocer el comportamiento de presión tanto en la tubería de producción como en el anular.

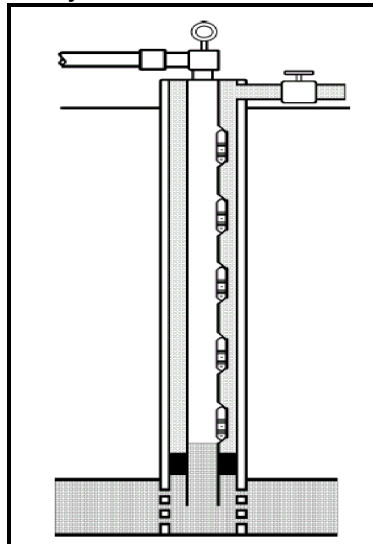
1.3.1.1 Tipos de inyección de gas lift

En la industria del petróleo se utilizan dos tipos básicos de sistemas de Gas Lift de acuerdo a la forma de utilización del gas. Se conocen como Flujo Continuo y Flujo Intermitente.

Flujo Continuo. El gas se inyecta en forma continua a la tubería de producción a una profundidad determinada con el objetivo de reducir la presión que se opone a la formación en el fondo del pozo. El principio básico de la operación continua se asemeja al de un pozo que produce por flujo natural. La aireación y expansión que produce el gas inyectado reducen el gradiente fluyente en la sarta de tubería de producción lo que libera la presión del yacimiento y permite que se produzca la tasa de fluido deseada en superficie. Figura 8.

El levantamiento continuo tiene la capacidad de manejar altos volúmenes líquidos de producción que no tienen suficiente presión de gas o suficiente volumen para fluir de manera natural. Está restringido por el tamaño de la sarta y la profundidad de inyección.

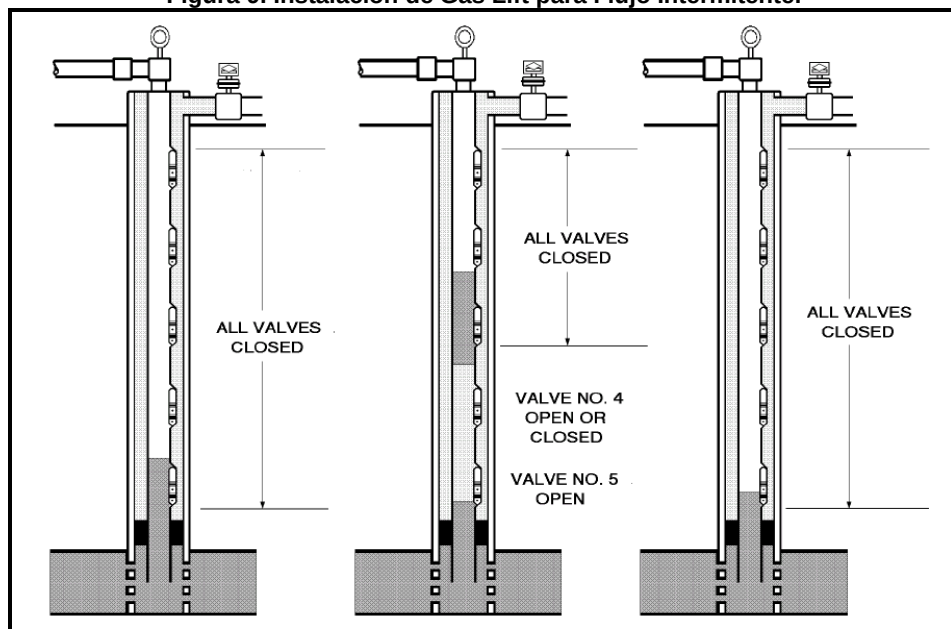
Figura 8. Instalación de Gas Lift para Flujo Continuo



Flujo Intermitente. El gas se inyecta a una alta tasa a la tubería de producción durante intervalos cortos de tiempo controlados para desplazar un tapón o bache de fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. La frecuencia de inyección del gas está determinada por el tiempo requerido para que un tapón de líquido se acumule en la tubería de producción. La duración del periodo de inyección de gas depende del tiempo requerido para empujar un tapón de líquido a la superficie.

El principio básico de la operación de flujo intermitente se asemeja a un desplazamiento tipo pistón impulsado por un volumen de gas que se inyecta a alta presión en la tubería de producción por una o varias válvulas de Gas Lift. Figura 9.

Figura 9. Instalación de Gas Lift para Flujo Intermitente.



1.3.2 Componentes del equipo de subsuelo

El equipo de subsuelo se compone de una sarta de tubería de producción equipada con válvulas de Gas Lift para desarrollar la operación de levantamiento artificial. Una válvula de Gas Lift se comporta como un dispositivo mecánico que abre o cierra un orificio en respuesta a una presión aplicada. La válvula tiene como principal función permitir y regular el flujo de gas a la tubería de producción. De acuerdo a la función de las válvulas la tubería de producción se divide en dos secciones, sección de descarga y sección de operación.

- **Sección de descarga:** conformada por un conjunto de válvulas dispuestas en serie con el objetivo de remover el fluido acumulado en el anular revestimiento/tubería de producción y permitir la circulación del pozo.

- **Sección de operación:** se conoce como la profundidad a la que se desarrolla la operación normal del levantamiento con gas.

1.3.2.1 Válvulas de gas lift

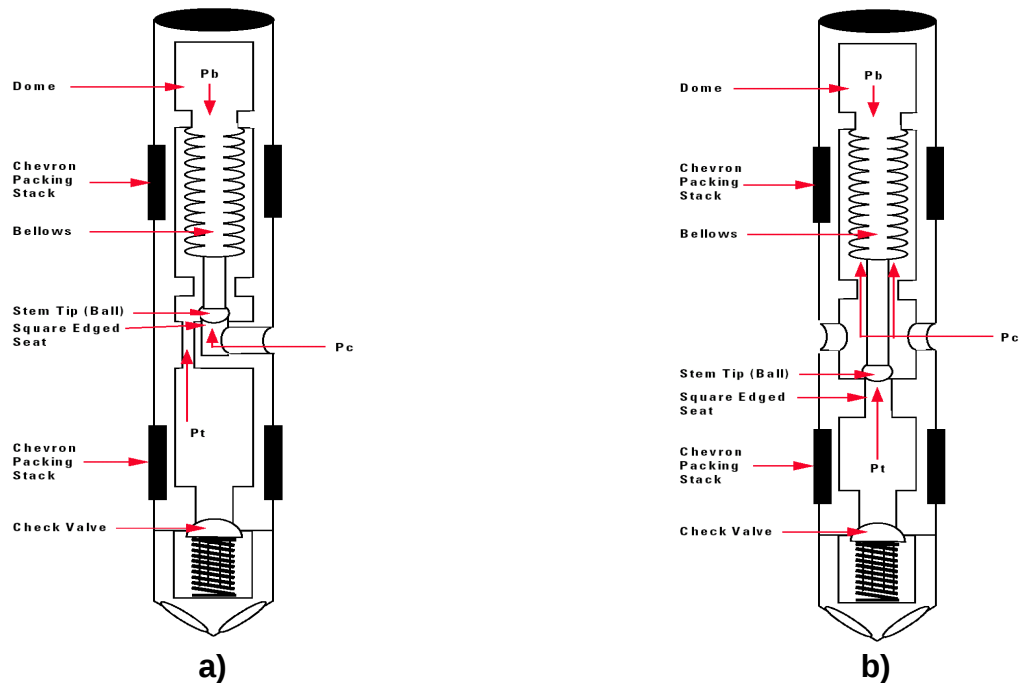
Las válvulas de Gas Lift se caracterizan por regular la presión de inyección del gas a la profundidad de inyección del gas. Las válvulas de Gas Lift utilizan el efecto de la presión de inyección del gas para causar la acción deseada en la válvula y de acuerdo al tipo de presión ejercida la válvula se abre o se cierra. Al igual que un regulador de presión, los componentes principales de una válvula de levantamiento con gas son: el cuerpo, el elemento de carga, el elemento de reacción, el elemento de transmisión y el orificio.

Las válvulas se adhieren a la parte externa de la tubería de producción mediante el uso de soportes conocidos como mandriles. Las válvulas se clasifican de acuerdo a la relación entre presión de apertura y de cierre en válvulas balanceadas y válvulas des balanceadas. Cuando la presión de apertura iguala a la presión de cierre en la válvula se conoce como válvula balanceada. En la válvula des balanceada la presión de apertura difiere de la presión de cierre. De acuerdo al origen de la presión aplicada como presión de apertura o presión de operación las válvulas de Gas Lift se clasifican en tres categorías:

- Válvulas des balanceadas operadas por la presión del gas de inyección.
- Válvulas des balanceadas operadas por la presión del fluido líquido en la tubería de producción.
- Válvulas diferenciales que abren y cierran basadas en una diferencia entre la presión del gas en el revestimiento y la presión del fluido en la tubería de producción a la profundidad de la válvula.

En el pozo una válvula está expuesta a dos presiones que controlan su operación, una se localiza en la tubería de producción y la otra en el revestimiento –*casing*–. La válvula se coloca entre estas dos presiones y ambas tratan de abrir la válvula. Cuando el gas inyectado está en contacto con los fuelles la válvula se conoce como Válvula Operada por Presión de Inyección, también conocida como Válvula Operada por Casing. Cuando el fluido producido está en contacto con los fuelles la válvula se conoce como Válvula Operada por Presión de Producción, también conocida como Válvula Operada por Fluido. Figura 10.

Figura 10. Válvulas de Gas Lift, a) Operada por Presión de Producción –fluido–, b) Operada por Presión de Inyección –casing–.



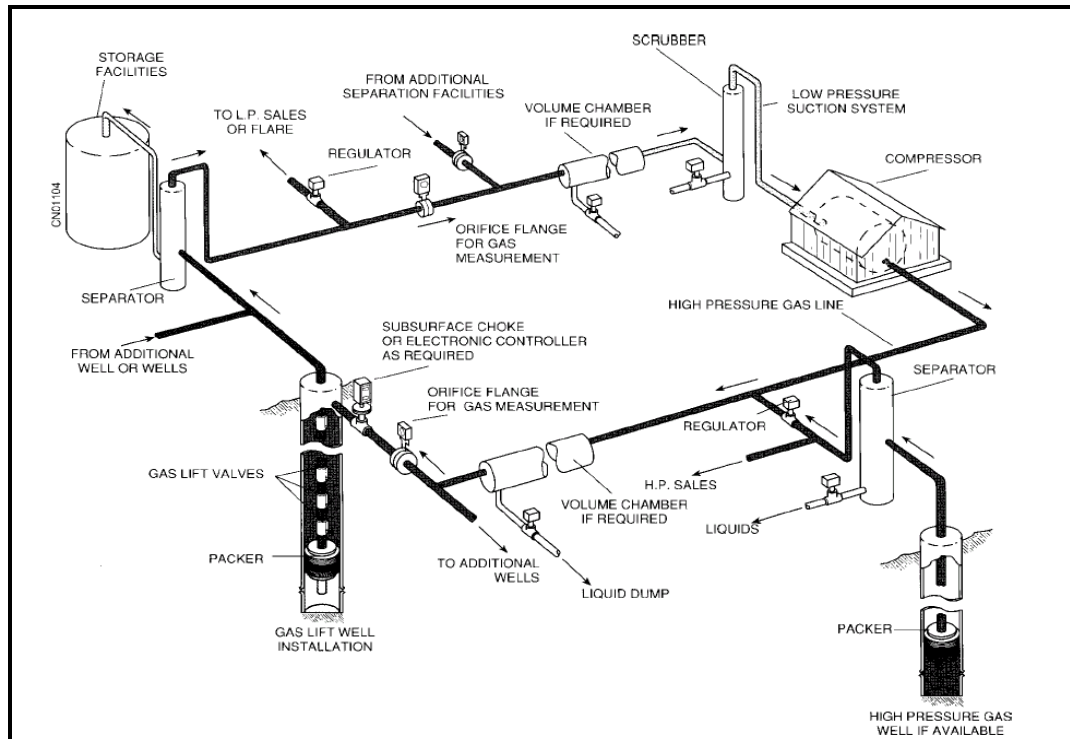
1.3.3 Componentes del equipo de superficie

El equipo de superficie consta de cuatro secciones: estación compresora, sistema de distribución de gas a alta presión –líneas de descarga–, cabezales de los pozos y sistema de almacenamiento de gas a baja presión –separador–. Figura11.

1.3.3.1 Estación compresora

Los sistemas de compresión se clasifican de acuerdo al esquema de suministro de gas para compresión en sistema abierto, sistema semi-cerrado y sistema rotativo cerrado. En el sistema abierto el gas parte de un sistema de baja presión y se comprime a la presión de operación del levantamiento. El sistema semi-cerrado se asemeja al sistema abierto, excepto que parte del gas proviene de los pozos y se comprime de nuevo para la inyección. En el sistema rotativo cerrado todo el gas pasa por el compresor, el pozo, el separador y regresa de nuevo al compresor. El gas realiza un ciclo completo.

Figura 11. Componentes del Equipo de Superficie de un Sistema de Levantamiento con Gas –Gas Lift–.



La selección de un compresor para levantamiento con gas depende de varios factores. Los compresores recíprocos de alta velocidad y dos etapas –900 RPM– son los más utilizados ya que tienen un bajo costo de inversión en comparación con las unidades de menor velocidad. Para determinar el número de etapas de compresión necesarias se considera como parte fundamental la temperatura de descarga máxima permisible.

1.3.3.2 Sistema de distribución de gas

Las líneas deben estar diseñadas para manejar de manera adecuada los requerimientos finales de gas. Se debe proveer suficiente capacidad de almacenamiento que generalmente se asegura utilizando líneas de almacenamiento principales de un tamaño suficiente y líneas individuales a cada pozo.

Se debe realizar un análisis detallado de las caídas de presión en cada segmento del sistema de manera que cada componente tenga el tamaño suficiente para evitar pérdidas de presión innecesarias. Estas pérdidas de presión se tornan importantes en instalaciones y líneas de recolección de baja presión y producen una contrapresión excesiva en la tubería.

2 ANALISIS DE INFORMACION

2.1 DIAGNOSTICO Y DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS A CUMPLIR

2.1.1 Requerimientos operativos

El presente proyecto tiene como finalidad aumentar la confiabilidad operacional del sistema de levantamiento artificial con gas lift, mediante la optimización (entiéndase por optimización el cambio, repotenciación de equipos, o implementación de estrategias de mantenimiento) del sistema, para cumplir con las necesidades operativas del campo en cuanto a presión, caudal y calidad del gas, cumpliendo con normativas ambientales como ahorro de energía, disminución de la emisión de gases contaminantes, ruido y normativas corporativas para cumplir con los pronósticos de producción, disminución de costos y aprovechamiento de los recursos.

El sistema de gas lift de la SOP provee el flujo necesario para la operación y extracción de fluidos en los pozos que se enuncian a continuación (ver tabla 1):

Tabla 1. Pozos en gas lift campo Orito

POZO	TIPO LEV.	BFPD	BSW	BOPD	BOPH	BFPH	BWPD	GAS PRODUCIDO	INYECCIÓN	DIF. FREC, SPM, RPM
ORIT-008:CAB	GL	240	73,0%	65	2,7	10,0	175	222	1330	70,0
ORIT-009:CAB	GL	58	26,0%	43	1,8	2,4	15	114	598	70,0
ORIT-012:CAB	GL	63	30,0%	44	1,8	2,6	19	70	756	70,0
ORIT-013:CAB	GL	36	80,0%	7	0,3	1,5	29	115	560	56,0
ORIT-016:CAB	GL	114	18,0%	93	3,9	4,8	21	296	1409	75,0
ORIT-020:CAB	GL	460	75,0%	115	4,8	19,2	345	184	1445	62,0
ORIT-029:CAB	GL	86	41,0%	51	2,1	3,6	35	103	646	52,0
ORIT-080:CAB	GL	260	90,0%	26	1,1	10,8	234	64	627	80,0
ORIT-119:CAB	GL	84	45,0%	46	1,9	3,5	38	441	1238	70,0
ORIT-124:CAB	GL	130	81,0%	25	1,0	5,4	105	312	1263	70,0
ORIT-005:VIL	GL	190	54,0%	87	3,6	7,9	103	131	618	78,0
ORIT-010:VIL	GL	60	46,0%	32	1,3	2,5	28	351	501	65,0
ORIT-014:CAB	GL	99	46,0%	53	2,2	4,1	46	123	1076	60,0
ORIT-015:VIL	GL	70	35,0%	46	1,9	2,9	24	138	581	70,0
ORIT-021:CAB	GL	415	72,0%	116	4,8	17,3	299	213	628	60,0
ORIT-036:CAB	GL	340	26,0%	252	10,5	14,2	88	297	604	70,0

ORIT-038:CAB	GL	185	61,0%	72	3,0	7,7	113	365	640	65,0
ORIT-040:CAB	GL	45	9,0%	41	1,7	1,9	4	242	281	60,0
ORIT-109:CAB	GL	93	25,0%	70	2,9	3,9	23	209	708	60,0
ORIT-112:CAB	GL	110	60,0%	44	1,8	4,6	66	59	1310	70,0

Este proyecto se sustenta con el aumento de confiabilidad de las Baterías al mejorar el sistema de compresión de gas y al producir los mismos volúmenes con menos equipos.

Los riesgos más altos, son a causa de daños en los equipos de proceso con la consecuente diferida, daños sobre activos por destrucción de partes mecánicas, los altos costos de mantenimiento por continuas fallas y la dificultad en la consecución de repuestos de estos equipos, que tienen un tiempo de operación considerable.

2.1.2 Definición de criterios comunes de evaluación

Una vez definidos los requerimientos operativos de los sistemas establecidos por los medios y mecanismos de producción determinados por las políticas de la compañía, se establecen los criterios mediante los cuales serán evaluados en cada una de las alternativas propuestas para cumplir con las necesidades planteadas.

Los criterios de evaluación más relevantes son:

CAPEX: de cada una de las alternativas planteadas, se incluirán en el análisis los costos de:

- Costos de adquisición: todos los referente a las inversiones iniciales de cada equipo, incluidos los equipos de apoyo (variadores, aire acondicionado, celdas de protección) evaluadas como necesarias en cada caso
- Costos de obras civiles: Todos aquellos costos relacionados con adecuaciones civiles a realizar en cada caso con la finalidad de garantizar unas instalaciones optimas para el funcionamiento de cada equipos a considerar (bases de concreto, cerramientos, movimientos de tierras)
- Costos de obras eléctricas: en este rubro se consideran las adecuaciones de redes o equipos eléctricos para cada alternativa (subestaciones, puestas a tierra)

- Costos de instrumentación: en este rubro se consideran los costos de commissioning y precommissioning a lugar así como la integración a los sistemas actuales de control.
- Costos de transporte: debido a la ubicación de la Superintendencia es necesario (por su magnitud) considerar el costo de transporte de cada una de las alternativas, ya que puede impactar de forma importante el monto final de CAPEX.

OPEX: en el costo operativo de cada alternativa se deberán tener en cuenta:

- Costos de energía relativos a la operación del equipo en condiciones de producción: (combustible)
- Lubricación: en este apartado se consideran los costos relativos a operar anualmente los equipos en relación a los lubricantes requeridos por cada opción.
- Costos de energía eléctrica: en este grupo se consideran los costos relativos a la energía eléctrica consumida por cada opción.
- Overhaul: estos costos se derivan de la operación misma de cada equipo y se consideraran de acuerdo a las horas estimadas de operación vs las horas recomendadas por el fabricante para realizarlos.
- Costos de mantenimiento y repuestos: se consideran paquetes de mantenimiento preventivo tomando como base las rutinas recomendadas por el fabricante vs la utilización promedio de los equipos.
- Repuestos: este rubro puede llegar a ser muy importante frente al valor de cada equipo, por esta razón se analiza de forma independiente buscando la recomendación para cada fabricante en marca y vida de cada repuesto.
- Por incremento en cualquier variable de extracción que el sistema propuesto mejore, se estimara como ingreso el aumento de producción estimado a cada opción
- Perdidas por disponibilidad y confiabilidad: se estiman pérdidas no planeadas (diferidas) inherentes a la posibilidad de fallo de cada alternativa en función de determinar los costos por fallos imprevistos.

DISPOSICIÓN FINAL: para el presente proyecto, los periodos de vida evaluados (10 años) y el tiempo de operación del sistema actual son tales que se considera que los activos están completamente depreciados para el momento de el cese de funcionamiento, por otra parte los equipos actuales no serán vendidos sino puestos en función de otras facilidades que necesiten equipo de apoyo, por lo tanto no existen ingresos por venta final de activos.

Los costos de venta por lo tanto no serán considerados ya que no existe una base comparable con la venta de los equipos instalados actualmente, y el costo de desinstalación se considera despreciable.

2.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS A CONSIDERAR

Dentro de las alternativas que se presentan para la optimización del sistema de gas lift se tiene:

Tabla 2. Alternativas de Solución

DESCRIPCIÓN
OPCIÓN 1: Compra UVR para instalarlas aguas abajo del separador de gas, con el propósito de disminuir la presión del separador y suministrar el caudal y la presión necesarios al compresor reciprocante; adicionalmente se incluye la implementación de la gestión de mantenimiento (enero 2009)
OPCIÓN 2: Cambio de cuatro motores diesel de 1250 hp por cuatro motores eléctricos de la misma potencia nominal; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores.
OPCIÓN 3: Cambio de las cuatro unidades compresoras por cuatro de las mismas capacidades (3.5 MCFPD c/u) con motores eléctricos; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores.
OPCIÓN 4: Compra y montaje de un compresor de 12-14 MCFPD con motor eléctrico e instalarlo en caseta nueva adedaña a planta actual; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores.
NOTA GENERAL: Se interpreta que para cada una de estas opciones existe una calidad de gas óptima, entendiendo que el gas es tratado.
NOTA GENERAL: Se interpreta que en la opción 4 el uso del compresor de 12 a 14 MCFPD suministra la presión necesaria reemplazar el actual sistema en la Batería 1, adicionalmente se entiende que para esta opción el anillo de gas del sistema gas lift actual, se encuentra cerrado y con distribución completa a todos los pozos que operan bajo este sistema.

2.2.1 Presentación de características técnicas de alternativas propuestas con costeo inicial

En este apartado se enuncian las principales características de las opciones a considerar con el discriminado comparativo de costos en cada caso, ver tabla 3. Estas alternativas son costeadas según el promedio de los valores actuales de los equipos de forma independiente por el fabricante o Proveedor, estos costos obedecen al CAPEX del LCC.

Tabla 3. Costos y características de los sistemas propuestos

INVERSIÓN PARA COMPRA DE EQUIPOS	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Compresor/motor eléctrico 4160/Enfriador	kUSD 0	kUSD 400	kUSD 4.000	kUSD 2.500
Variador de frecuencia	kUSD 0	kUSD 1.000	kUSD 1.000	kUSD 250
Repuestos / transferencia tecnológica		kUSD 57		
Subestación Eléctrica	kUSD 0	kUSD 50	kUSD 50	kUSD 50
Trafo de 4 MVA 34.5 / 4.16 kV	kUSD 0	kUSD 250	kUSD 250	kUSD 200
Celda de protección 34.5 kV	kUSD 0	kUSD 90	kUSD 90	kUSD 90
Celda de protección 4.16 kV (5)	kUSD 0	kUSD 260	kUSD 260	kUSD 142
Cable de potencia 13.2 kV	kUSD 0	kUSD 50	kUSD 50	kUSD 40
Aire acondicionado	kUSD 0	kUSD 40	kUSD 40	kUSD 40
Aranceles/costos importación				kUSD 625
UVR	kUSD 1.500	kUSD 1.500	kUSD 0	kUSD 0
Total inversión para compra de equipos kUSD	kUSD 1.500	kUSD 3.697	kUSD 5.740	kUSD 3.937

2.2.2 Establecimiento de criterios operativos más representativos

De acuerdo a los fabricantes de cada equipo y a los datos recolectados de las bases de datos de mantenimiento referentes a las principales actividades a considerar, se determinan los rubros más importantes (drivers) que delimitaran las decisiones a tomar sobre las alternativas de los cuales es posible realizar un primer acercamiento a la estimación de costos de las 4 alternativas presentadas.

Tabla 4. Muestra inicial costos de mantenimiento

	Actualmente	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Costos Mantenimiento de los equipos (datos de campo)	\$798,38				
Costos de mantto año del nuevo sistema (datos de proveedor)		\$415,89	\$239,52	\$200,00	\$76,09
Costos promedio de Overhaul Compresores por año		\$244,70	\$244,70	\$244,70	\$37,33
Costos promedio de Overhaul Motores por año		\$180,00	\$39,10	\$39,10	\$13,00
Costos promedio de Overhaul UVR por año		\$92,60	\$92,60	\$0,00	\$0,00

2.2.3 Presentación de datos obras civiles

En el desarrollo del proyecto, se evidencia la necesidad de hacer adecuaciones civiles en las opciones 2, 3 y 4, las cuales son costeadas de forma comparativa en la tabla 5.

Tabla 5 costeo de obras civiles

COSTOS OBRAS CIVILES	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Adecuación suelos compresores	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 34
Fabricación bases concreto, caseta y SCI	kUSD 0	kUSD 17	kUSD 51	kUSD 400
Suministro y montaje puente grúa	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 102
Aplicación Grautin	kUSD 0	kUSD 2	kUSD 2	kUSD 30
Actividades preliminares y generales	kUSD 0	kUSD 15	kUSD 15	kUSD 15
Movimiento de tierras S/E y celdas	kUSD 0	kUSD 23	kUSD 23	kUSD 23
Estructuras subestación y celdas	kUSD 0	kUSD 196	kUSD 196	kUSD 196
Obras arquitectónicas	kUSD 0	kUSD 74	kUSD 74	kUSD 74
Total costos obras civiles kUSD	kUSD 0	kUSD 326	kUSD 361	kUSD 874

2.2.4 Presentación de datos obras mecánicas

En las opciones 2, 3 y 4 se requieren algunas adecuaciones mecánicas al sistema que se estiman a continuación en la tabla 6.

Tabla 6. Obras mecánicas de adecuación

COSTOS OBRAS MECÁNICAS	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Adecuación líneas de succión	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 20
Adecuación líneas de descarga	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 30
Adecuación líneas de agua y combustible	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 2
Montaje y acople de equipos	kUSD 0	kUSD 10	kUSD 40	kUSD 30
Fabricación de Skid	kUSD 0			
Total costos obras mecánicas kUSD	kUSD 0	kUSD 10	kUSD 40	kUSD 82

2.2.5 Presentacion de datos de obras de instrumentación

La implementación de nuevos equipos en las opciones 2, 3 y 4 requieren de incluir costos de instrumentación para revisar las variables del sistema como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Obras de instrumentación

COSTOS OBRAS INSTRUMENTACIÓN	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Precomisioning y comisioning		kUSD 24	kUSD 24	kUSD 6
Configuración y puesta en marcha panel de control		kUSD 55	kUSD 55	kUSD 14
Integración sistema de control existente		kUSD 31	kUSD 31	kUSD 8
Total costos obras Instrumentación kUSD	kUSD 0	kUSD 110	kUSD 110	kUSD 28

2.2.6 Presentacion de datos transporte

Las opciones 3 y 4 requieren sean considerados por su dimensión, costos de transporte que no son contenidos dentro de la inversión inicial del equipo, como si lo son las opciones 1 y 2, se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Costos de transporte

COSTOS TRANSPORTE	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
Transporte de compresores	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 31	kUSD 17
Transporte de subestación eléctrica	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0
Transporte de motores eléctricos	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 0
Total costos transporte kUSD	kUSD 0	kUSD 0	kUSD 31	kUSD 17

2.2.7 Presentacion de costos operativos combustible

Uno de los rubros operativos más relevantes para la operación del sistema actual, son los costos representados por la compra del combustible necesario para la operación y los lubricantes necesarios para mantener el sistema operativo los cuales se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Costos de combustible y lubricantes

Descripción	cálculo
galones/hora/máquina	50
máquinas en línea	4
galones/hora	200
galones/día	4.800
galones/año	1.752.000
\$/galón	6.200
\$/año	10.862.400.000
Consumo total ACPM US\$/año	4.722.783
CONSUMO ACEITES	
Materiales, aceite, filtros (\$) (por Tres Maquinas)	5.639.325
Frecuencia (horas)	1.400
Lubricaciones/Año	6,26
Adición Aceite/día (galones x \$)	153.000,00
\$/año	35.439.062
Consumo total Lubricación kUS\$/año	15
TOTAL COSTOS POR COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	4.723

2.2.8 Costos operativos energia para motores electricos

De la misma forma que el combustible y su costo asociado es un ítem fundamental para las consideraciones de costos del sistema actual, el costo de la energía en los motores eléctricos es de primordial importancia en las opciones 2, 3 y 4 del proyecto, se muestran a continuación en la tabla 10.

Tabla 10. Costos de energía consumida por motores eléctricos

MOTORES ELÉCTRICOS	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2	OPCIÓN 3	OPCIÓN 4
hp/máquina	0	1.100	1.100	2.750
kW/máquina	0	821	821	2.052
máquinas en línea	4	3	3	1
kW	0	2.462	2.462	2.052
kWh/día	0	59.083	59.083	49.236
kWh/año	0	21.565.368	21.565.368	17.971.140
\$/kWh	0	200	200	200
\$/año	0	4.313.073.600	4.313.073.600	3.594.228.000
\$/año con ajuste por eficiencia	0	4.792.304.000	4.792.304.000	3.993.586.667

3 ANALISIS DE INFORMACIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS A CUMPLIR

En el análisis de la información presentada se tomará como alternativa para evaluación el método de valor presente neto, donde el horizonte a evaluar, serán 10 años de utilización del sistema, tomando como riesgo base los costos del sistema montado actualmente y sobre esta base se compararán cada uno de los flujos de las opciones a analizar con la finalidad de determinar su viabilidad así como el periodo de retorno de inversión.

3.1.1 Requerimientos procedimentales

En el procedimiento presentado se utiliza la proyección a 10 años, tomando como base fundamental de cálculo los aspectos mostrados en la tabla 11 para un riesgo base o situación actual y tabla 12 para evaluar un proyecto con inversión.

Tabla 11. Aspectos a evaluar en riesgo base

ASPECTO A CONSIDERAR	DESCRIPCIÓN
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	Son las diferidas en los pozos de Gas Lift atribuibles al sistema de levantamiento
Perdidas por infraestructura	Son los costos por el daño total o parcial de un equipo
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	Es la suma de las dos líneas anteriores
Máxima probabilidad de ocurrencia	Es la probabilidad de que estos equipos fallen por año; (sacado de la estadística de incidentes operacionales de la SOP)
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia	Es el producto de las pérdidas brutas por la probabilidad de ocurrencia
Costos de mantenimiento	Costos ocasionados por mano de obra y repuestos
Costos de operación (combustibles)	Costos generados por combustibles y lubricantes
Flujo de caja	
Flujo de caja con declinación	
Declinación Anual de producción (porcentaje)	

Tabla 12. Aspectos a evaluar con proyecto

Aspecto a considerar	Descripción
Diseño	Costo de diseño de equipos e infraestructura
Compras y montaje	Costos de las adquisiciones (compras, contratación y demás)
Interventoría	Costos para seguimiento y control de la ejecución
AIU	Administración, imprevistos y utilidades
Bruto (Global para la actividad)	Sumatoria de ítems anteriores
Costos de mantenimiento	Costos generados por mantenimiento, basados en datos entregados por la Estación Provincia de Ecopetrol S.A. donde operan con los equipos que se proponen en este estudio.
Costos de operación (combustibles/Energía)	Costos generados por la operación, basados en datos entregados por la Estación Provincia de Ecopetrol S.A. donde operan con los equipos que se proponen en este estudio.
Costos de disposición	Se asume que los equipos están depreciados debido a que tienen más de 30 años de operación.
Aumento de producción	Barriles adicionales a la producción actual.
Costos por overhaul	Costos de reparaciones generales de equipos, estos costos no están incluidos en los costos de mantenimiento
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	Son las diferidas en los pozos de Gas Lift causadas por el sistema de levantamiento con la optimización
FLUJO DE CAJA	
VPN del Riesgo con proyecto	

El desarrollo para cada uno de estos ítems se evaluará en las opciones propuestas con la finalidad de generar los flujos y el VPN que ayudarán a determinar la opción más conveniente para la compañía.

3.1.2 Definición de criterios comunes de evaluación

Una vez establecidos los flujos de cada proyecto y teniendo como base el flujo proyectado del sistema actual, es posible generar los VPN tanto del riesgo base (sistema actual) como del riesgo de la alternativa propuesta y determinar el VPN de la inversión de la alternativa, como se explica en la tabla 13.

Tabla 13 VPN inversión alternativa

VPN Riesgo base	
VPN Del Riesgo Con Proyecto	

Una vez definidos estos criterios es necesario realizar el análisis de sensibilidad de cada alternativa como se muestra a continuación:

Tabla 14. Análisis de sensibilidad del proyecto

Aspecto a evaluar	Descripción
Relación Beneficio/Costo	Calculo definido por Ecopetrol S.A. para proyectos de Reposición de equipos
Análisis de Sensibilidad +	
Análisis de Sensibilidad -	

De la misma forma se presenta el análisis incremental del sistema actual contra el sistema propuesto en la tabla:

Tabla 15. Análisis de riesgo incremental

Aspecto a evaluar	Descripción
Riesgo base	Es el valor (KU\$) para ese año de los flujos del sistema actual
Riesgo con proyecto	Es el valor (KU\$) para ese año de los flujos del proyecto
Análisis incremental	Diferencia entre los flujos anteriores

Una vez entendidas cada una de las tablas utilizadas para el análisis así como los diferentes cuadros de recopilación utilizados se procede a presentar las evaluaciones a cada alternativa.

3.2 PRESENTACIÓN DE ALTERNATIVAS A CONSIDERAR

A continuación se presentan las evaluaciones realizadas sobre cada alternativa y la situación actual. Cabe anotar que estos datos se incluyen en la tabla en KUSD (kilo dólares) para disminución de cifras.

3.2.1 Tabla de resultados para la situación actual

Tabla 16 resultados situación actual

Areas de Resultado	2010 0	2011 1	2012 2	2013 3	2014 4	2015 5	2016 6	2017 7	2018 8	2019 9	2020 10
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 652	-\$ 605	-\$ 581	-\$ 547	-\$ 534	-\$ 530	-\$ 526	-\$ 522	-\$ 517	-\$ 513
Perdidas por infraestructura		-\$ 100	-\$ 103	-\$ 106	-\$ 109	-\$ 113	-\$ 116	-\$ 119	-\$ 123	-\$ 127	-\$ 130
Perdidas Brutas (por equipo y falla)	\$ 0	-\$ 752	-\$ 708	-\$ 687	-\$ 656	-\$ 647	-\$ 646	-\$ 645	-\$ 645	-\$ 644	-\$ 644
Maxima probabilidad de ocurrencia	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Perdidas brutas *probabilidad de ocurrencia	\$ 0	-\$ 677	-\$ 637	-\$ 618	-\$ 591	-\$ 582	-\$ 581	-\$ 581	-\$ 580	-\$ 580	-\$ 579
Costos de mantenimiento		-\$ 798	-\$ 822	-\$ 847	-\$ 872	-\$ 899	-\$ 926	-\$ 953	-\$ 982	-\$ 1 011	-\$ 1 042
Costos de operación (combustibles)		-\$ 4 723	-\$ 4 864	-\$ 5 010	-\$ 5 161	-\$ 5 316	-\$ 5 475	-\$ 5 639	-\$ 5 808	-\$ 5 983	-\$ 6 162
Costos de disposición											
Costos de parada											
Costos ambientales											
Costos de energía											
Flujo de caja	\$ 0	-\$ 6 198	-\$ 6 324	-\$ 6 476	-\$ 6 624	-\$ 6 796	-\$ 6 982	-\$ 7 173	-\$ 7 370	-\$ 7 574	-\$ 7 783
Flujo de caja con declinación	\$ 0	-\$ 5 888	-\$ 6 008	-\$ 6 152	-\$ 6 293	-\$ 6 456	-\$ 6 633	-\$ 6 815	-\$ 7 002	-\$ 7 195	-\$ 7 394
Declinación Anual de producción (porcentaje)	5%										
VPN Total Riesgo base sin declinación		-\$ 41 744									
VPN Total riesgo base con Declinación		-\$ 39 656									
VPN Riesgo base		-\$ 39.656									

En la situación actual se tienen aspectos de alto impacto económico como las diferidas (10.600 barriles por año) y los costos de operación significativamente altos debido al consumo de ACPM que es alrededor de 55 galones por hora por cada uno de los motores diesel. El VPN es de -39.656 KUSD.

3.2.2 Establecimiento de tablas de resultados para la alternativa 1

La opción 1 se refiere a la compra de UVR para instalarlas aguas abajo del separador de gas, con el propósito de disminuir la presión del separador y mejorar la producción de los pozos; estos equipos suministrarán el caudal y la presión necesarios a los compresores recíprocos; adicionalmente se incluye la implementación de la gestión de mantenimiento (enero 2009).

Tabla 17 resultados alternativa 1

Descripción de la Inversión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño											
Compras y montaje	-\$ 1.600										
Interventoría	-\$ 150										
AIU											
Bruto (Global para la actividad)	-\$ 1.650	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	-\$ 1.650										
Costos de mantenimiento		-\$ 416	-\$ 428	-\$ 441	-\$ 454	-\$ 468	-\$ 482	-\$ 497	-\$ 511	-\$ 527	-\$ 543
Costos de operación (combustibles/Energía)		-\$ 4.723	-\$ 4.864	-\$ 5.010	-\$ 5.161	-\$ 5.316	-\$ 5.475	-\$ 5.639	-\$ 5.808	-\$ 5.983	-\$ 6.162
Costos de disposición											
Costos de parada											
Aumento de producción		\$ 2.694	\$ 2.559	\$ 2.431	\$ 2.310	\$ 2.194	\$ 2.084	\$ 1.980	\$ 1.881	\$ 1.787	\$ 1.698
Costos por overhaul		-\$ 517	-\$ 533	-\$ 549	-\$ 565	-\$ 582	-\$ 600	-\$ 618	-\$ 636	-\$ 655	-\$ 675
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 326	-\$ 303	-\$ 290	-\$ 273	-\$ 267	-\$ 265	-\$ 263	-\$ 261	-\$ 259	-\$ 257
Perdidas por energía											
FLUJO DE CAJA	-\$ 1.650	-\$ 3.288	-\$ 3.569	-\$ 3.860	-\$ 4.144	-\$ 4.439	-\$ 4.738	-\$ 5.036	-\$ 5.336	-\$ 5.636	-\$ 5.939
VPN del Riesgo con proyecto	\$ 28.504										

Como se puede observar en la tabla 1 el VPN de la opción evaluada a los 10 años de servicio es un valor negativo de 28504 KUSD, sin embargo para la evaluación posterior se deberá considerar el análisis diferencial con respecto al sistema actual ya que es un proyecto de reemplazo y no de instalación inicial.

3.2.3 Establecimiento de tablas de resultados alternativa 2

La opción 2 se refiere al cambio de cuatro motores diesel de 1250 hp por cuatro motores eléctricos de la misma potencia nominal; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores.

Tabla 18 resultados alternativa 2

Descripción de la Inversión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño											
Compras y montaje	-\$ 4.600										
Interventoría	-\$ 461										
AIU											
Bruto (Global para la actividad)	-\$ 5.069	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	-\$ 5.069										
Costos de mantenimiento		-\$ 240	-\$ 247	-\$ 254	-\$ 262	-\$ 270	-\$ 278	-\$ 286	-\$ 295	-\$ 303	-\$ 313
Costos de operación (combustibles/Energía)		-\$ 2.084	-\$ 2.146	-\$ 2.211	-\$ 2.277	-\$ 2.345	-\$ 2.415	-\$ 2.488	-\$ 2.563	-\$ 2.639	-\$ 2.719
Costos de disposición											
Costos de parada											
Aumento de producción		\$ 2.694	\$ 2.559	\$ 2.431	\$ 2.310	\$ 2.194	\$ 2.084	\$ 1.980	\$ 1.881	\$ 1.787	\$ 1.698
Costos por overhaul		-\$ 376	-\$ 388	-\$ 399	-\$ 411	-\$ 424	-\$ 436	-\$ 449	-\$ 463	-\$ 477	-\$ 491
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 196	-\$ 184	-\$ 165	-\$ 148	-\$ 127	-\$ 104	-\$ 81	-\$ 58	-\$ 34	-\$ 10
Perdidas por energía											
FLUJO DE CAJA	-\$ 5.069	-\$ 201	-\$ 706	-\$ 898	-\$ 1.078	-\$ 1.272	-\$ 1.469	-\$ 1.664	-\$ 1.856	-\$ 2.046	-\$ 2.235
VPN del Riesgo con proyecto	\$ 12.314										

En este caso, se muestra un VPN de -12314 KUSD en el periodo de evaluación de 10 años; un aspecto importante de resaltar es la disminución de las perdidas por disponibilidad y confiabilidad y el costo de overhaul de equipos con respecto a la alternativa anterior.

3.2.4 Establecimiento de resultados alternativa 3

Esta opción propone el cambio de las cuatro unidades compresoras por cuatro de las mismas capacidades (3.5 MCFPD c/u) con motores eléctricos; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores.

Tabla 19 resultados alternativa 3

Descripción de la Inversión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño											
Compras y montaje	-\$ 6 746										
Interventoría	-\$ 675										
AIU											
Bruto (Global para la actividad)	-\$ 7 421	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	-\$ 7 421										
Costos de mantenimiento		-\$ 200	-\$ 206	-\$ 212	-\$ 219	-\$ 225	-\$ 232	-\$ 239	-\$ 246	-\$ 253	-\$ 261
Costos de operación (combustibles/Energía)		-\$ 2 084	-\$ 2 146	-\$ 2 211	-\$ 2 277	-\$ 2 345	-\$ 2 415	-\$ 2 488	-\$ 2 563	-\$ 2 639	-\$ 2 719
Costos de disposición											
Costos de parada											
Aumento de producción		\$ 2 694	\$ 2 559	\$ 2 431	\$ 2 310	\$ 2 194	\$ 2 084	\$ 1 980	\$ 1 881	\$ 1 787	\$ 1 698
Costos por overhaul		-\$ 284	-\$ 292	-\$ 301	-\$ 310	-\$ 319	-\$ 329	-\$ 339	-\$ 349	-\$ 360	-\$ 370
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 33	-\$ 30	-\$ 29	-\$ 27	-\$ 27	-\$ 27	-\$ 26	-\$ 26	-\$ 26	-\$ 26
Perdidas por energía											
FLUJO DE CAJA	-\$ 7 421	\$ 94	-\$ 116	-\$ 322	-\$ 523	-\$ 722	-\$ 918	-\$ 1 112	-\$ 1 303	-\$ 1 491	-\$ 1 678
VPN del Riesgo con proyecto	\$ 11.455										

Para la alternativa 3 vemos un VPN de -11.455, esto debido a que los costos de operación y mantenimiento, además de las diferidas se disminuyen considerablemente por ser equipos nuevos, más eficientes, más confiables comparados con los motores diesel y la relación de generar con motores eléctricos con energía suministrada por la red eléctrica contra los motores diesel es considerablemente más alta.

3.2.5 Establecimiento de resultados alternativa 4

Como última opción se considera la compra y montaje de un compresor de 12-14 MCFPD con motor eléctrico e instalarlo en caseta nueva aledaña a la planta actual; adicionalmente se requiere el montaje de toda la infraestructura necesaria para el suministro de energía a los motores. Los motores diesel actuales quedarán en el sitio para eventuales contingencias y actuaran como equipos de stand by, razón por la cual la confiabilidad del sistema será supremamente alta.

Tabla 20 resultados alternativa 4

Descripción de la Inversión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Diseño											
Compras y montaje	-\$ 5 353										
Interventoría	-\$ 535										
AIU											
Bruto (Global para la actividad)	-\$ 5 888	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	-\$ 5 888										
Costos de mantenimiento		-\$ 76	-\$ 78	-\$ 81	-\$ 83	-\$ 86	-\$ 88	-\$ 91	-\$ 94	-\$ 96	-\$ 99
Costos de operación (combustibles/Energía)		-\$ 1 736	-\$ 1 788	-\$ 1 842	-\$ 1 897	-\$ 1 954	-\$ 2 013	-\$ 2 073	-\$ 2 135	-\$ 2 200	-\$ 2 266
Costos de disposición											
Costos de parada											
Aumento de producción		\$ 2 694	\$ 2 559	\$ 2 431	\$ 2 310	\$ 2 194	\$ 2 084	\$ 1 980	\$ 1 881	\$ 1 787	\$ 1 698
Costos por overhaul		-\$ 50	-\$ 52	-\$ 53	-\$ 55	-\$ 57	-\$ 58	-\$ 60	-\$ 62	-\$ 64	-\$ 66
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad		-\$ 7	-\$ 6	-\$ 6	-\$ 5	-\$ 5	-\$ 5	-\$ 5	-\$ 5	-\$ 5	-\$ 5
Perdidas por energía											
FLUJO DE CAJA	-\$ 5 888	\$ 824	\$ 634	\$ 449	\$ 269	\$ 92	-\$ 80	-\$ 249	-\$ 415	-\$ 578	-\$ 738
VPN del Riesgo con proyecto	-\$ 4.933										

Es importante subrayar que los costos aquí plasmados son reales, tomados de un montaje realizado en la estación Provincia de ecopetrol S.A.; el VPN obtenido para esta alternativa es de -4933 KUSD.

3.2.6 Establecimiento de resultados

Con la finalidad de comparar los posibles beneficios presentados por el cambio del sistema se realiza el analisis de los VPN del sistema actual contra los resultados de las posibles alternativas:

Tabla 21 Analisis inicial VPN

VPN Riesgo base	-39656
VPN alternativa 1	-28504
VPN alternativa 2	-12314
VPN alternativa 3	-11455
VPN alternativa 4	-4933

4 MODELO PROPUESTO

4.1 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

Una vez presentados los resultados recolectados de la evaluación de los costos más representativos de las 4 opciones presentadas como viables en función del cumplimiento de los requerimientos técnicos y de la compañía, se procede en este apartado a realizar los análisis incrementales y de sensibilidad que permitan determinar la opción conveniente para el nuevo sistema.

4.1.1 Análisis incremental

En este apartado se realiza el análisis incremental de los flujos correspondientes a cada uno de los proyectos año por año a VPN comparándolos con el flujo por año a VPN del sistema actual y crear de esta manera el flujo incremental que determina el VPN total del proyecto vs el sistema actual (ver anexo A).

Cada uno de estos datos se compara directamente con el de las demás opciones y el mayor valor presente neto bajo las condiciones consideradas será entonces la opción más rentable para la organización dentro de los parámetros citados, estos son:

- TMR La compañía define 2079 COP/U\$ Dollar
- Perdidas atribuidas a compresión: 10600 barriles al año
- Perdidas por infra estructura 3%
- Incremento anual de costos de mantenimiento y costos de operación 3%
- Perdidas por disponibilidad opción 1 50%
- Perdidas por disponibilidad opción 2 30%
- Perdidas por disponibilidad opción 3 5%
- Perdidas por disponibilidad opción 4 1%

4.1.1.1 Gráficas análisis incremental

Figura 12 análisis incremental opción 1

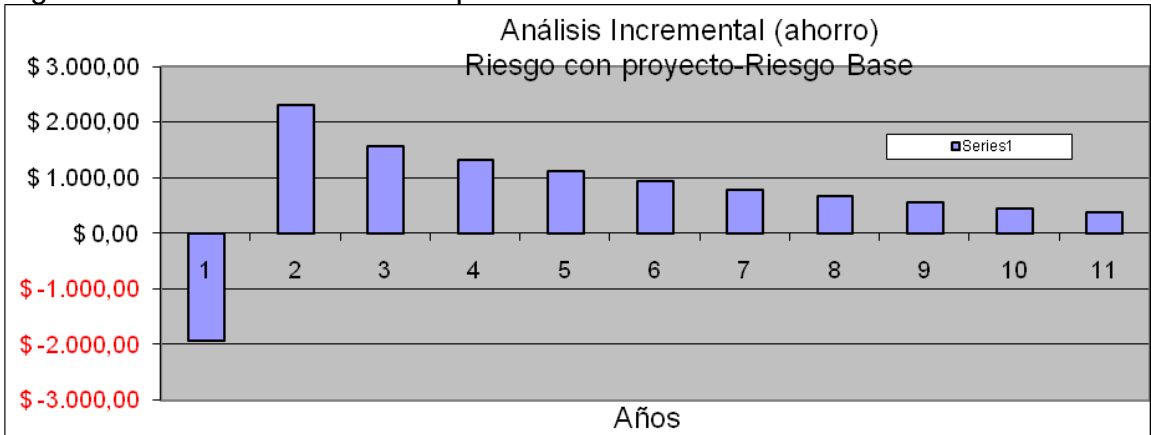


Figura 13 análisis incremental opción 2

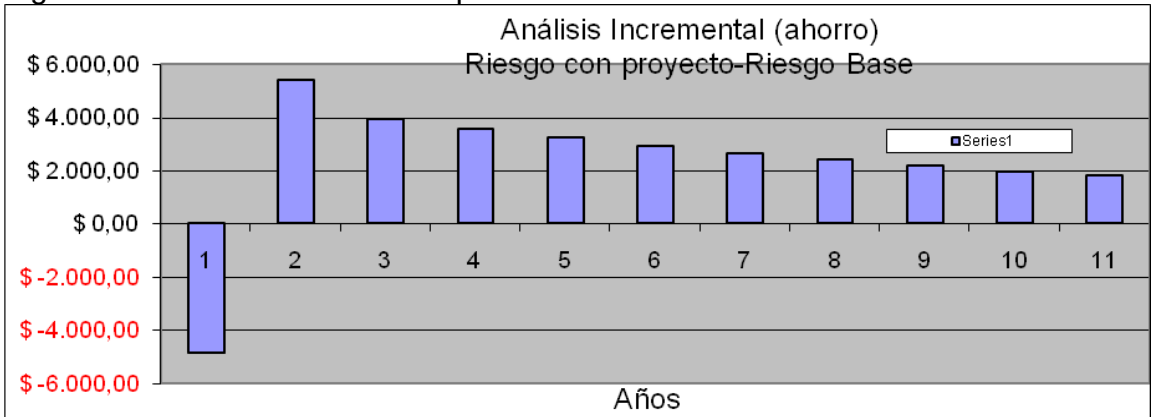


Figura 14 análisis incremental opción 3

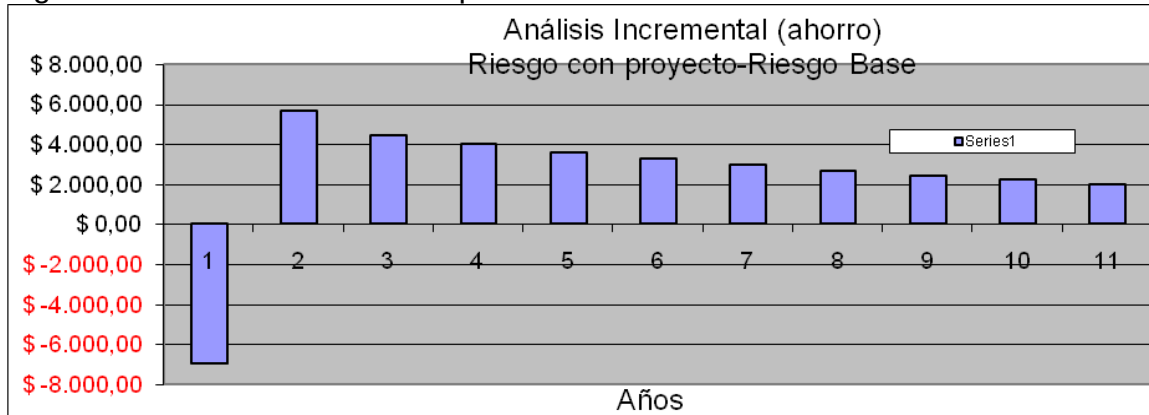
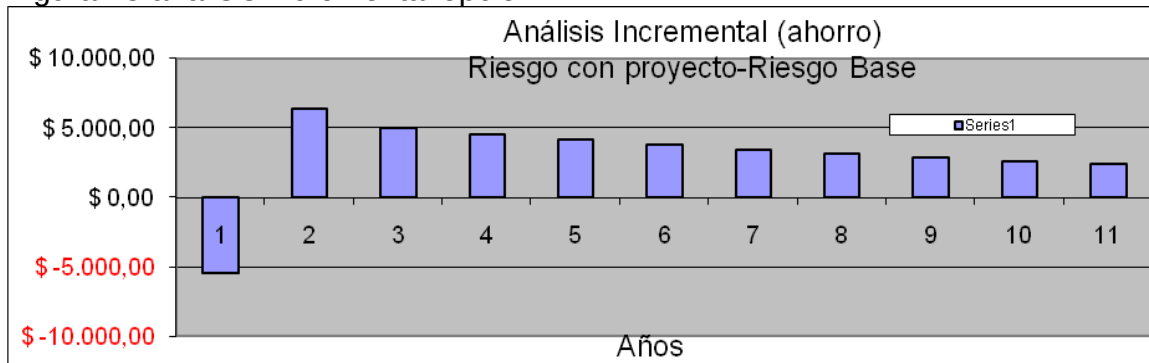


Figura 15 análisis incremental opcion 4



4.1.2 Análisis de riesgo

Dentro de las opciones a considerar en el sistema, primero que todo se debe analizar el evento de mantener la configuración actual, describiendo los costos en que se debe incurrir para su funcionamiento, traducido en VPN este análisis se denominara riesgo base ya que genera la comparación de control al mantener intactas las condiciones actuales de funcionamiento como estructura de comparación contra los proyectos sugeridos.

En comparación, se denomina riesgo alternativo a la descripción de costos, traducidos en VPN de las diferentes alternativas.

Por último el VPN de la inversión alternativa es el flujo de efectivo en el primer año del proyecto

Tabla 22. Análisis de riesgo

ANÁLISIS DE RIESGO		
OPCIÓN 1	Riesgo Base	(\$39.656)
	Riesgo Alternativa (KUSD)	(\$1.650)
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	(\$1.650)
OPCIÓN 2	Riesgo Base	(\$39.656)
	Riesgo Alternativa (KUSD)	(\$12.314)
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	(\$5.069)
OPCIÓN 3	Riesgo Base	(\$39.656)
	Riesgo Alternativa (KUSD)	(\$11.455)
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	(\$7.421)
OPCIÓN 4	Riesgo Base	(\$39.656)
	Riesgo Alternativa (KUSD)	(\$4.933)
	VPN Inversión Alternativa (KUSD)	(\$5.888)

Como lo muestra la tabla 23 para el sistema de compresión, la alternativa menos riesgosa es la opción 4, ya que el riesgo muestra el mayor VPN (-\$4933) a pesar que el VPN de la inversión alternativa sea el segundo mayor, a la larga (vida útil del proyecto) esta opción será la de riesgo menor.

4.1.3 Análisis beneficio costo y análisis de sensibilidad

La relación entre la diferencia de los riesgos base y de la alternativa propuesta con el VPN de la inversión alternativa se denominará relación beneficio costo y muestra la relación entre el valor presente neto del dinero ganado con la inversión contra el monto inicial de la misma, es decir:

Rel costo/beneficio= (riesgo alternativa - riesgo base) / (VPN inversión alternativa)

El análisis de sensibilidad es el cálculo de la relación costo beneficio, si el VPN de la inversión alternativa varia en + 50% o – 50%, de esta manera se determina como este factor afecta al sistema y se establece que tan estables son las condiciones inicialmente calculadas.

Tabla 23. Relación costo beneficio y análisis de sensibilidad

OPCIÓN 1	Relación Beneficio/Costo	6,8	
	Análisis de Sensibilidad +	4,5	50%
	Análisis de Sensibilidad -	13,5	-50%
OPCIÓN 2	Relación Beneficio/Costo	5,4	
	Análisis de Sensibilidad +	3,6	50%
	Análisis de Sensibilidad -	10,8	-50%
OPCIÓN 3	Relación Beneficio/Costo	3,8	
	Análisis de Sensibilidad +	2,5	50%
	Análisis de Sensibilidad -	7,6	-50%
OPCIÓN 4	Relación Beneficio/Costo	5,9	
	Análisis de Sensibilidad +	3,9	50%
	Análisis de Sensibilidad -	11,8	-50%

4.1.4 Escogencia de alternativa óptima

Acorde con los tres aspectos con los cuales hemos comparado cada una de las alternativas enunciadas como los es el VPN, Análisis del riesgo y Relación costo beneficio, existe una alternativa (opción 4) que siempre a pesar de no ser la más económica en cuanto a inversión, si reúne los requisitos necesarios para ser la mejor alternativa planteada por cuanto tiene mejor VPN comparado con la situación actual y las otras alternativas planteadas, adicionalmente la relación costo beneficio a pesar de no ser la más alta, es bastante buena (5,9).

4.1.5 Plan de acción

Acorde a los resultados obtenidos en este estudio, en adelante se entregará este informe al grupo de proyectos de la SOP para ser debatido y analizado en pro de las mejoras propuestas.

5 CONCLUSIONES

Acorde a los resultados obtenidos en este estudio, es posible inferir, que mediante el análisis de costo de ciclo de vida (LCC) es posible:

- Generar una visión completa de los costos operacionales de un equipo o sistema considerando no solamente los costos inherentes a mantenimiento, producción o inversión inicial, sino que genera un análisis complementario de visión general de todos los aspectos de diseño y operativos de un activo o conjunto de los mismos, siendo de esta manera una poderosa herramienta para la administración de las inversiones de capital.
- Realizar evaluaciones multidisciplinarias en función de considerar una alta variedad de elementos, que describen la funcionalidad de un activo o sistema, con tal de hacer comparaciones de productividad para la compañía en función de tener una descripción de los gastos, retornos y apropiaciones de capital asociados a un medio productivo posibilitando una comparación confiable basado en la viabilidad económica y la conveniencia para la organización en función de escoger una alternativa rentable.
- El nivel de detalle óptimo para el desarrollo de un LCC efectivo es determinado tanto por el sistema analizado como por las políticas de cada organización, generándose así una estrecha relación entre los objetivos de cada departamento y el enfoque de cada proyecto desde el momento de su concepción.
- Los costos directores de un proyecto, junto con las variables técnicas y las restricciones propias a cada organización, constituyen el marco referencial sobre el que debe estructurarse un análisis de LCC y por lo tanto es necesario analizar los resultados bajo la óptica de estos criterios para emitir el concepto de conveniencia que más se oriente al cumplimiento de las políticas establecidas por cada compañía.
- El LCC es una herramienta que permite evaluar sobre unos supuestos técnicos y económicos la viabilidad y rentabilidad supuesta de un proyecto, pero no debe ser utilizada como un medio aislado de evaluación sino que es un procedimiento dinámico que al ser aplicado iterativamente durante la operación del equipo o sistema permite la evaluación y genera alertas para la corrección de los supuestos realizados de manera inicial y de esta manera en operación corregir o verificar los supuestos realizados inicialmente.
- Para extraer los costos requeridos para la aplicación de esta metodología, es necesario la obtención de estos en todas las áreas de la empresa, tanto

administrativa, técnica como comercialmente; adicionalmente, el papel que desempeñan los Proveedores o Vendedores es vital ya que aunque no inciden en el desarrollo del LCC, suministran los datos necesarios para extraer todos los costos de las alternativas a proponer.

- Lo importante de desarrollar esta clase de estudios es la extracción de una aplicación tan importante y practica para llevar a cabo evaluaciones que muy comúnmente se realizan en cada una de las empresas pero en la mayoría de estas no se cuenta con una política clara avalada internacionalmente.

6 RECOMENDACIONES

Esta metodología (LCC) es necesaria en cada una de las empresas industriales en las cuales se tengan activos necesarios para generar su riqueza, por cuanto genera una fotografía del estado actual de sus sistemas.

Se recomienda implementar esta metodología para la reposición de equipos, los cuales en la empresa se conocen como RO's, ya que dan todas las pautas para comparar el estado actual de los equipos y las alternativas para mejorar estos.

Adicionalmente se debe madurar un software corporativo el cual facilite las iteraciones de cada una de las alternativas planteadas para la optimización de sus sistemas y tener presente todas las políticas de la empresa como normas ambientales, técnicas, de responsabilidad social para poder desarrollar alternativas coherentes con la situación actual de su empresa.

Por último se debe incentivar a sus compañeros a crear la conciencia del estudio lógico y estructurado en pro del cumplimiento de las metas de su grupo o departamento y a su vez de los intereses de su empresa para así llegar a ser competentes con empresas de clase mundial.

BIBLIOGRAFÍA

BARRINGER, H. Paul P.E. Why you need practical reliability details to define life cycle costs for your products and competitors products.

EXXON PRODUCTION RESEARCH COMPANY, Manual para aumentar la eficiencia del levantamiento a gas

FABRYCKY, Wolter J. análisis del coste del ciclo de vida de los sistemas, Madrid: Isdefe, 1997.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Sexta actualización. Santafé de Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 126 p. NTC 1307

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION; ISO International standard ISO 15663 petroleum and natural gas industries, ISO 2003.

NACHLAS, Joel A. Fiabilidad, Madrid: Isdefe, 1995.

RIDDELL, Harry S. y JENNINGS, Andrew. Asset investment & life-cycle costing, training manual, april 2001.

RYDELL S Harry, Inversión de activos y costo de ciclo de vida, manual de capacitación, the Woodhouse partnership, PDVSA Venezuela 2004. P16

SANTAMARIA, Aleck; Procedimiento para el análisis del costo del ciclo de vida (LCC) para decisiones de inversión en proyectos requeridos para operar, Dirección de gestión de proyectos, Ecopetrol versión uno 2006.

ANEXOS

Anexo A. Cuadro de resultados VPN análisis incremental

CUADRO DE RESULTADOS VPN ANALISIS INCREMENTAL													
VPN Riesgo base 1	\$ 0,00	\$ -5.596,37	\$ -4.520,46	\$ -4.229,76	\$ -3.957,26	\$ -3.703,72	\$ -3.466,94	\$ -3.245,34	\$ -3.037,93	\$ -2.843,80	\$ -2.662,11		
VPN Riesgo con proyecto 1	\$ -1.915,89	\$ -3.288,24	\$ -2.949,82	\$ -2.899,94	\$ -2.830,70	\$ -2.756,24	\$ -2.674,20	\$ -2.584,42	\$ -2.489,19	\$ -2.390,39	\$ -2.289,59		
Análisis incremental 1	\$ -1.915,89	\$ 2.308,13	\$ 1.570,64	\$ 1.329,93	\$ 1.126,57	\$ 947,48	\$ 792,74	\$ 660,91	\$ 548,74	\$ 453,41	\$ 372,52		
VPN mes analisis incremental		\$ 392,24	\$ 1.962,88	\$ 3.292,71	\$ 4.419,28	\$ 5.366,76	\$ 6.159,50	\$ 6.820,41	\$ 7.369,15	\$ 7.822,56	\$ 8.195,08		
Valor presente neto del análisis incremental 1	\$ 8.195,08												
VPN Riesgo base 2	\$ 0,00	\$ -5.596,37	\$ -4.520,46	\$ -4.229,76	\$ -3.957,26	\$ -3.703,72	\$ -3.466,94	\$ -3.245,34	\$ -3.037,93	\$ -2.843,80	\$ -2.662,11		
VPN Riesgo con proyecto 2	\$ -4.862,68	\$ -201,40	\$ -583,23	\$ -674,36	\$ -736,22	\$ -789,62	\$ -829,30	\$ -853,83	\$ -865,92	\$ -867,89	\$ -861,69		
Análisis incremental 2	\$ -4.862,68	\$ 5.394,98	\$ 3.937,24	\$ 3.555,41	\$ 3.221,04	\$ 2.914,10	\$ 2.637,64	\$ 2.391,51	\$ 2.172,01	\$ 1.975,91	\$ 1.800,42		
VPN mes analisis incremental		\$ 532,29	\$ 4.469,53	\$ 8.024,94	\$ 11.245,98	\$ 14.160,08	\$ 16.797,72	\$ 19.189,23	\$ 21.361,24	\$ 23.337,15	\$ 25.137,57		
Valor presente neto del análisis incremental 2	\$ 25.137,57												
VPN Riesgo base 3	\$ 0,00	\$ -5.596,37	\$ -4.520,46	\$ -4.229,76	\$ -3.957,26	\$ -3.703,72	\$ -3.466,94	\$ -3.245,34	\$ -3.037,93	\$ -2.843,80	\$ -2.662,11		
VPN Riesgo con proyecto 3	\$ -6.961,35	\$ 93,69	\$ -95,60	\$ -241,73	\$ -357,43	\$ -448,50	\$ -518,47	\$ -570,53	\$ -607,65	\$ -632,38	\$ -646,88		
Análisis incremental 3	\$ -6.961,35	\$ 5.690,07	\$ 4.424,86	\$ 3.988,03	\$ 3.599,83	\$ 3.255,22	\$ 2.948,47	\$ 2.674,81	\$ 2.430,28	\$ 2.211,42	\$ 2.015,23		
VPN mes analisis incremental		\$ 1.271,28	\$ 3.153,58	\$ 7.141,61	\$ 10.741,44	\$ 13.996,66	\$ 16.945,13	\$ 19.619,94	\$ 22.050,22	\$ 24.261,64	\$ 26.276,87		
Valor presente neto del análisis incremental 3	\$ 26.276,87												
Riesgo base	\$ 0,00	\$ -5.596,37	\$ -4.520,46	\$ -4.229,76	\$ -3.957,26	\$ -3.703,72	\$ -3.466,94	\$ -3.245,34	\$ -3.037,93	\$ -2.843,80	\$ -2.662,11		
Riesgo con proyecto	\$ -5.443,88	\$ 824,42	\$ 524,23	\$ 337,38	\$ 183,42	\$ 57,21	\$ -45,39	\$ -127,97	\$ -193,63	\$ -245,05	\$ -284,50		
Análisis incremental	\$ -5.443,88	\$ 6.420,79	\$ 5.044,69	\$ 4.567,14	\$ 4.140,69	\$ 3.760,93	\$ 3.421,55	\$ 3.117,37	\$ 2.844,30	\$ 2.598,76	\$ 2.377,61		
		\$ 976,91	\$ 6.021,60	\$ 10.588,74	\$ 14.729,43	\$ 18.490,36	\$ 21.911,91	\$ 25.029,27	\$ 27.873,57	\$ 30.472,32	\$ 32.849,94		
Valor presente neto del análisis incremental 4	\$ 32.849,94												