

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA  
DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO PARA CRUDO  
PESADO EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE ECOPETROL

ANDRES MAURICIO GALVIS QUIROGA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
INGENIERÍA EN ENERGÍA  
BUCARAMANGA  
MAYO  
2017

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA  
DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO PARA CRUDO  
PESADO EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE ECOPETROL

ANDRES MAURICIO GALVIS QUIROGA

Proyecto de grado para optar el título de Ingeniero en Energía

DIRECTOR TRABAJO DE GRADO  
M.Sc. CARLOS ALIRIO DÍAZ GONZÁLEZ  
CO-DIRECTOR  
Dr. HENDERSON IVÁN QUINTERO GÓMEZ

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO - MECÁNICAS  
INGENIERÍA EN ENERGÍA  
BUCARAMANGA  
MAYO  
2017

Nota de aceptación

---

---

---

---

Firma Director de proyecto de grado

---

Firma Calificador

Bucaramanga, 2017

## Agradecimiento

Primero a Dios, porque gracias a él y con su bendición es posible realizar cada meta que me propongo.

Segundo a mi madre, por su apoyo incondicional, por ser mi ejemplo, héroe y mi guía en cada proyecto que atreves de los años la vida me pone.

A mis abuelos Luis Alfredo y María Metrovia por su amor, ser mis segundos padres y ayudar en mi formación personal e integral

A mi hermana Ana Yorley que desde pequeño me apoyo y guió en cada reto que la vida me puso y hoy desde el cielo sé que está feliz por este nuevo logro que culmino del cual ella fue gran partcipe.

A mi segundo hogar Ana Inés, Orlando y Ana kariatna por ese amor incondicional, y apoyo en cada etapa de mi vida.

A mi sobrina hermosa Ana maría que sin ninguna duda es mi motor para ser mejor persona cada día y poder brindarle lo mejor de mí.

En general a toda la familia Quiroga por estar presente y siempre apoyarme.

A mis profesores de pregrado en especial al ingeniero Carlos Alirio Díaz y Henderson Iván quintero que me apoyaron y confiaron en mi para la realización de mi proyecto de grado

## TABLA DE CONTENIDO

<b>CAPITULO 1: GENERALIDADES .....</b>	<b>10</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	10
1.2 OBJETIVOS .....	11
1.2.1. Objetivo general .....	11
1.2.2 Objetivos específicos.....	11
<b>CAPITULO 2: REVISIÓN TEÓRICA.....</b>	<b>12</b>
2.1. RECOBRO .....	12
2.1.1. Recuperación Primaria.....	13
2.1.2. Recuperación Secundaria.....	14
2.1.3. Recuperación Terciaria .....	14
2.2 INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS.....	15
2.2.1. Inyección de Polímeros.....	15
2.2.2. Inyección de Surfactante.....	16
2.2.3. Inyección de álcalis.....	17
2.3 INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS.....	17
2.3.1 TIPOS DE INYECCIÓN.....	18
2.3.2. Etapas de un proceso de inyección de agua.....	20
2.3.3. Factores que influyen en la inyección de agua .....	20
2.4 INYECCIÓN DE AIRE COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS. (Combustión in situ).....	20
2.4.1. Caracterización del proceso de recobro mejorado por inyección de aire .....	21
2.4.1. Equipos usados en el recobro mejorado por inyección de aire. ....	22
2.5 COSTO DEL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO.....	25
2.5.1 Que es el costo del ciclo de vida de un activo.....	27
2.5.2 Porque es importante el ciclo de vida de un activo. ....	27
2.5.3 Componentes del costo del ciclo de vida. ....	28
<b>CAPITULO 3: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO .....</b>	<b>33</b>

3.1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA RECOBRO DE AGUA Y QUÍMICO.....	34
3.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA RECOBRO DE AIRE .....	38
3.3. RESULTADO TOTAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR RECOBRO EN CADA CAMPO. ....	41
3.4. INCREMENTALES DE ACEITE EN RECOBRO CON AGUA Y QUÍMICO PARA LOS DIFERENTES CAMPOS TOMADOS DEL PLAN VOLUMETRICO. ....	43
<b>CAPITULO 4: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO .....</b>	<b>46</b>
4.1. Análisis del costo del ciclo de vida de un activo.....	46
4.1.1. $C_{ci}$ = Costos de inversión iniciales, precio de compra (bomba, Compresores, equipo eléctrico) .....	47
4.1.2. $C_{in}$ = Costos de instalación y comisión .....	53
4.1.3. $C_e$ = Costos de energía .....	53
4.1.4. $C_o$ = Costos de operación (costo del consumo energético de los equipos)....	58
4.1.5 $C_m$ = Costos de mantenimiento.....	59
4.1.6 $C_p$ = Costos por paro del equipo .....	60
4.1.7 $C_{ma}$ = Costos por medio ambiente.....	60
4.1.8 $C_d$ = Costos por desecho del equipo obsoleto.....	61
<b>CAPITULO 5. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA. .</b>	<b>62</b>
<b>CAPITULO 6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>85</b>
<b>CAPITULO 7. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>86</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Clasificación de las Técnicas de recobro. [1].....	13
Figura 2 Recobro químico con polímero. [12] .....	16
Figura 3 Recobro químico con surfactante. [12] .....	17
Figura 4 Método Inyección de agua [12]. .....	18
Figura 5 Inyección externa o periférica [15]. .....	19
Figura 6 Inyección Interna [15].....	19
Figura 7 Recobro mejorado por inyección de aire [17]. .....	21
Figura 8 Distribución del costo del ciclo de vida de un sistema de bombeo [26] ...	27
Figura 9 esquema de una planta de recobro [23] .....	35
Figura 10 curva genérica de bomba utilizada H vs Q y n vs Q .....	36
Figura 11 potencia recobro apiay vs años .....	41
Figura 12 potencia recobro castilla BES vs años.....	42
Figura 13 potencia recobro chichimene BES vs años.....	42
Figura 14 potencia recobro chichimene PCP vs años .....	43
Figura 15 incrementales aceite-agua apiay BES .....	44
Figura 16 incrementales aceite-agua castilla BES.....	44
Figura 17 incrementales aceite-agua-químico chichimene BES .....	45
Figura 18 incrementales aceite-agua-químico chichimene PCP .....	46
Figura 19 comparación modelo trimestral (2001-2015) [32] .....	54
Figura 20 comparación modelos anuales (2001-2015) [32].....	55
Figura 21 comparación modelos trimestrales (2016-2030) [32].....	55
Figura 22 comparación modelos anuales (2016-2030) [32].....	56
Figura 23 Escenarios con fenómeno del niño y la niña [32].....	57
Figura 24 porcentajes de participación ACV en APIAY AGUA .....	62
Figura 25 costo total ACV vs renta petrolera en APIAY AGUA.....	63
Figura 26 porcentajes de participación ACV en CASTILLA BES AGUA.....	64
Figura 27 costo total ACV vs renta petrolera en CASTILLA BES AGUA .....	64
Figura 28 porcentajes de participación ACV en CASTILLA BES AIRE.....	65
Figura 29 costo total ACV vs renta petrolera en CASTILLA BES AIRE .....	66
Figura 30 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES AGUA .....	67
Figura 31 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES AGUA .....	67
Figura 32 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES QUÍMICO..	68
Figura 33 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES QUÍMICO....	69
Figura 34 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES AIRE .....	70
Figura 35 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES AIRE .....	70
Figura 36 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP AGUA .....	71
Figura 37 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP AGUA .....	72
Figura 38 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP QUÍMICO ..	73
Figura 39 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP QUÍMICO....	73

Figura 40 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP AIRE.....	74
Figura 41 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP AIRE .....	75
Figura 42 costos totales de acv en campos por AGUA.....	76
Figura 43 renta petrolera en campos por AGUA.....	77
Figura 44 costos totales de acv en campos por QUÍMICOS.....	78
Figura 45 renta petrolera en campos por QUÍMICOS.....	79
Figura 46 costos totales de acv en campos por AIRE .....	80
Figura 47 renta petrolera en campos por AIRE.....	81
Figura 48 costos totales renta petrolera en CASTILLA BES.....	82
Figura 49 costos totales renta petrolera en CHICHIMENE BES .....	83
Figura 50 costos totales renta petrolera en CHICHIMENE PCP .....	84



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Caracterización del crudo. [18] .....	21
Tabla 2. Caracterización de la reserva [18] .....	22
Tabla 3. Clasificación de compresores [19] .....	23
Tabla 4. Características principales de compresores [20][22] .....	25
Tabla 5. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de agua .....	33
Tabla 6. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de químicos. ....	34
Tabla 7. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de aire. ....	34
Tabla 8. Relación cabezal vs caudal y eficiencia vs caudal.....	36
Tabla 9. Condiciones iniciales para la determinación del consumo energético de cada campo [23] .....	38
Tabla 10 Correlaciones del costo de bombas centrífugas [27] .....	48
Tabla 11 Factores de costos de materiales de construcción [27] .....	48
Tabla 12 Coeficientes para el cálculo del costo de motores eléctricos [27] .....	50
Tabla 13 Factor que depende del equipo a evaluar el costo [28].....	51
Tabla 14 Factor que depende del equipo a evaluar el costo [28].....	52
Tabla 15 Escenarios planteados [32].....	57
Tabla 16 Proyección costo de energía eléctrica en Colombia (fenómeno del niño fuerte). [32].....	58
Tabla 17 relación precios del equipo vs costo de mantenimiento [37] .....	60

## **CAPITULO 1: GENERALIDADES**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

La caída de los precios del crudo a nivel mundial, ha puesto sobre la mesa otro panorama fiscal, el cual lleva al Gobierno Nacional a buscar alternativas que compensen lo que ha dejado de recibir por las rentas petroleras, los sistemas de recobro mejorado se perfilan como una de estas alternativas, ya que en el ámbito mundial el promedio del factor de recobro está entre el 40% y 60%; y en Colombia en industrias como Ecopetrol la mayor parte de los campos están en el rango de 23% y 29%, esto indica el desaprovechamiento de un gran porcentaje del crudo existente en los yacimientos. Los sistemas de recobro mejorado, son un tema de gran importancia en la actualidad, estos sistemas consisten en la inyección de diferentes fluidos que permiten el aumento de la producción de los pozos al incrementar la energía en el yacimiento.

La empresa colombiana del petróleo (Ecopetrol) estima un plan volumétrico en donde se especifica la producción esperada de crudo y la inyección de fluido según el recobro utilizado hacia un horizonte de 2030. Partiendo de estos datos se busca conocer la demanda energética que requiere la utilización de sistemas de recobro mejorado para cuantificar los consumos y costos asociados a operación, mantenimiento y desgaste de equipos, los cuales son algunos de los componentes a la hora de realizar un análisis de costo de ciclo de vida. El costo del ciclo de vida de cualquier equipo, es el costo del total de la vida útil, que incluye la compra, instalación, costo energético, operación, ambiental, mantenimiento, tiempo muerto y desecho del equipo. Para determinar este costo se involucra una metodología para identificar y cuantificar todos los componentes del CCV. El CCV siempre mostrará la mejor opción en costos dentro de los límites de la información disponible, la estimación de estos consumos y costos permitirán establecer con cierta certeza el plan de abastecimiento energético y económico que requerirá la empresa según estas proyecciones.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1. Objetivo general

- Desarrollar una herramienta de cálculo para determinar la demanda y los costos asociados al ciclo de vida de sistemas de recobro mejorado para extracción de crudo en campos de producción de Ecopetrol.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar el modelo de demanda de energía en sistemas de recobro mejorado con base en el plan volumétrico de los campos analizados.
- Determinar el modelo de costos asociados a los sistemas de recobro mejorado con base en el plan volumétrico de los campos analizados.
- Unificar los modelos determinados en una herramienta que permita establecer la proyección de demanda y costos del ciclo de vida en sistemas de recobro mejorado.

## CAPITULO 2: REVISIÓN TEÓRICA

### 2.1. RECOBRO

Los sistemas de recobro y recobro mejorado de hidrocarburos en un yacimiento son factores que depende de muchas variables, por ejemplo, manejar la presión o característica del yacimiento, temperatura y viscosidad de crudos livianos, pesados y extra pesados que se resisten a salir a la superficie.

El factor de recobro, que es el porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento, es una de las variables fundamentales. En el ámbito mundial el promedio de este factor está entre el 40% y 60%; y en Colombia en industrias como Ecopetrol la mayor parte de los campos están en el rango de 23% y 29%, esto abre una puerta importante para la implementación de los sistemas de recobro y así aumentar las reservas de crudo en nuestro país. [1]

En Colombia según el Instituto Nacional de Petróleo en asociación con Ecopetrol, de cada 100 barriles de petróleo equivalente que existen en los 257 campos productores en Colombia solo se recupera el 30% [2]. Las razones son: calidad de los hidrocarburos, tipos de yacimientos y rocas que lo conforman, estas condiciones no son únicas en Colombia, sino que influyen en todos los campos de petróleo del mundo. Sin embargo, dependiendo de la tecnología mejorada que se aplique, puede llegar hasta el 65% de factor de recobro [3]. Cualquier punto adicional en el factor de recobro significaría millones de barriles que se sumarían a los indicadores de producción económicos [4]. Es por esto que la industria petrolera a nivel mundial está incursionando en la implementación de nuevas técnicas de recobro mejorado que faciliten el beneficio de recursos energéticos y de igual forma a disminuir los impactos ambientales. (En la figura 1. Se puede apreciar un esquema de las técnicas de recobro que se tienen en un campo).

Entre las técnicas para el recobro mejorado están:

- Recuperación primaria: flujo natural, levantamiento artificial
- Recuperación secundaria: inyección de vapor, inyección de agua caliente.
- Recuperación terciaria: térmicos, gases, químicos, otros.

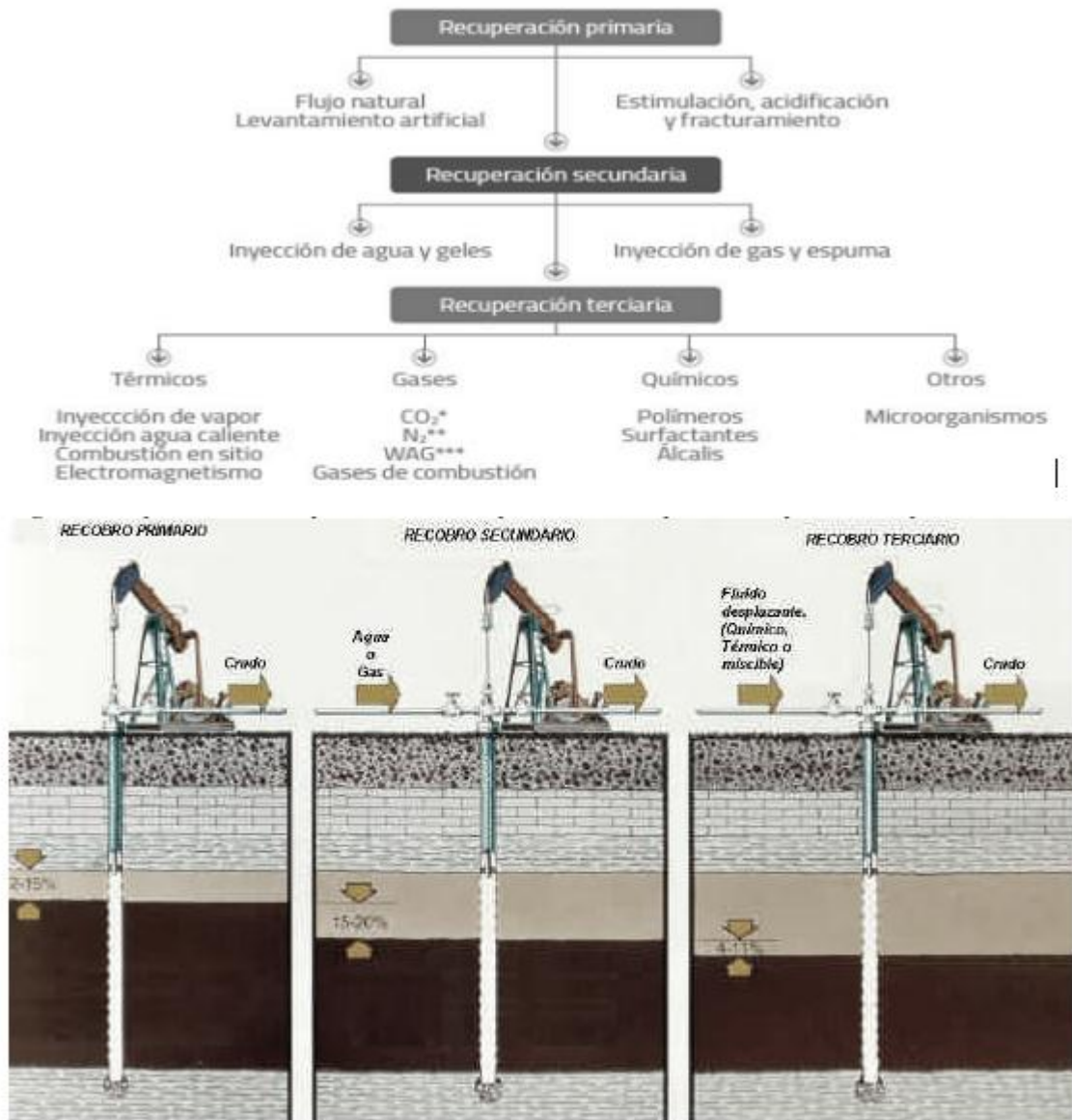


Figura 1 Clasificación de las técnicas de recobro. [1]

### 2.1.1. Recuperación Primaria

Las técnicas de recuperación primaria son aquellas técnicas aplicadas donde se presenta un desplazamiento debido a la energía natural del yacimiento. Durante cierto periodo al crudo se le facilita la salida, gracias al gradiente de presión que existe entre la salida y el fondo del pozo, algunas veces en estos casos la presión es mucho mayor que la hidrostática, lo cual trae como consecuencia que el crudo

llegue hasta las superficies con solo un pequeño aporte energético del yacimiento [5]. Cuando los fluidos logran expandirse en el yacimiento, la presión tiende a bajar según los mecanismos utilizados. Puede que el pozo no sea explosivo o que la presión no se haya disminuido, y se necesite un extra de energía para poder disminuir la presión en el fondo del pozo o bombear el crudo desde el fondo del pozo [6].

### **2.1.2. Recuperación Secundaria**

Cuando la presión natural del yacimiento se ha disminuido, se debe adicionar energía al yacimiento para permitir un recobro adicional. Esta energía adicional es agua o gas cuyo objetivo principal es mantener o aumentar la energía y extracción de hidrocarburos del yacimiento. [7]

Este cuenta con 3 etapas:

- Periodo de respuesta inicial
- Periodo de inclinación
- Periodo de declinación.

El proceso de recuperación secundaria que actualmente es inyección de agua se realiza después de la declinación de la producción primaria. En la medida que los yacimientos estén bien administrados tienen un factor de recuperación menor de 50 a 60 %, aunque algunos autores consideran que el rango de recuperación después de un mecanismo secundario debería estar entre el 30 y 50% [8].

### **2.1.3. Recuperación Terciaria**

La recuperación terciaria es un proceso que se da cuando no se puede recuperar el crudo por las etapas anteriores, abordan a todos aquellos crudos cuya gravedad API es menor a 10° (extrapesados), ella se enfoca en inyectar sustancias que no se encuentran de manera natural en el yacimiento. Estos procesos se enfocan en el sistema roca/crudo/fluido inyectado y sobre la interacción de las fuerzas capilares y viscosas y buscan condiciones favorables para el flujo de fluidos en el yacimiento de forma que facilite el proceso de movilización de este a través del yacimiento [9].

Estas técnicas se clasifican en: métodos térmicos, gases, métodos químicos y otros donde se encuentran procesos microbiológicos.

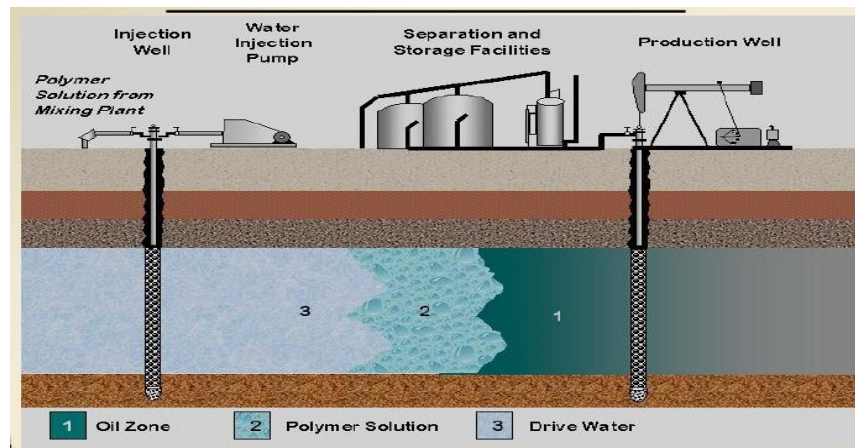
## 2.2 INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS

Los métodos de recuperación mejorada por métodos químicos incluyen:

1. Inyección de polímeros y soluciones micelares poliméricas.
2. Procesos de inyección de surfactante.
3. Inyección de soluciones alcalinas o aditivos alcalinos combinados con mezclas de álcali-surfactante o álcali-surfactante-polímero (ASP).

### 2.2.1. Inyección de Polímeros

La inyección de polímeros como método de recobro tiene como función aumentar la viscosidad del agua, de manera que la relación de fuerzas viscosas disminuya. A partir de este método se presenta una reducción de permeabilidad ocasionando la adsorción de las moléculas del polímero. Este método aplica principalmente en formaciones arenosas con trazas de fluidos ligeros a intermedios, con porosidades intermedias del 10 al 20 por ciento en volumen de poros [10]. La profundidad es un determinante crítico, ya que podría estar relacionado con el calor en las capas terrestre, es decir el aumento de la temperatura del yacimiento lo cual hace que intervenga en la estabilidad de los polímeros inyectados. El polímero debe ser inyectado a una temperatura menor de 175°F, aunque hay algunos polímeros que son estables a temperaturas mayores [11].



*Figura 2 Recobro químico con polímero. [12]*

### 2.2.2. Inyección de Surfactante

Se pueden aplicar en arenas con presencia de crudos ligeros, el principal objetivo de esta técnica es recuperar el petróleo residual que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua (secundaria). De igual forma del anterior caso, la temperatura del yacimiento no debe ser muy alta (menores a 93°C) aproximadamente. Se observó que algunos tensoactivos pierden su capacidad para funcionar después de varios días en 100 °C, mientras que otros todavía están eficaces para un período de una semana [13]. Otro factor relevante es que se debe tener un control de la salinidad. El surfactante inyectado que por lo general son sulfatos de petróleos, su función es disminuir la tensión interfacial entre el agua y el crudo hasta movilizar este último, lo que se crea un banco fluyente donde el crudo y el agua fluyan en fases inmiscibles hacia la superficie. La tensión entre fases se debe mantener en el frente del desplazamiento para evitar que el crudo movilizado vuelva a ser reatrapado.



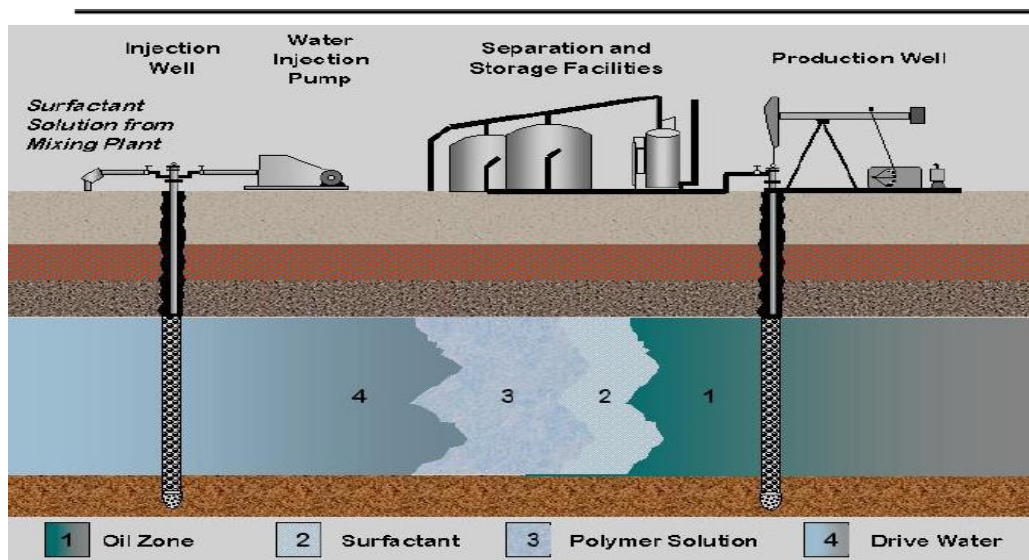


Figura 3 Recobro químico con surfactante. [12]

### 2.2.3. Inyección de álcalis

La inyección de este químico puede resultar positivo siempre y cuando el crudo tenga un pH bajo es decir que sea ácido. La acidez presente normalmente es ocasionada por resinas y asfáltenos que contienen radicales (H+). Mediante este método se busca reducir la tensión entre el crudo y el agua debido a que ocurre una reacción entre el álcali con los radicales para formar surfactantes geles [14].

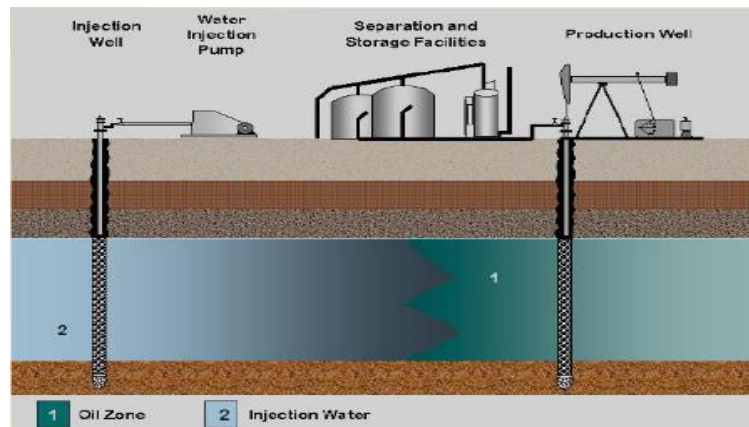
## 2.3 INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS

Método de recuperación secundaria que consiste en un desplazamiento inmiscible, en el cual el agua inyectada forma un frente de separación, respecto al petróleo remanente en el yacimiento. Tiene como objetivo principal mantener o aumentar la energía y extracción de hidrocarburos del yacimiento.

Los inicios de esta inyección se hicieron inyectando en un solo pozo, a medida que los pozos que estaban cerca comenzaban a tener una alta relación agua-aceite, se convertían en inyectoros, lo cual incrementa el volumen inundado del yacimiento. En Colombia los primeros proyectos de inyección de agua se llevaron a cabo en la formación Barco y en el campo la Cira. En la formación Barco, se utilizó un arreglo regular de siete puntos, mientras que en la Cira, se utilizaron arreglos irregulares, debido a la distribución de los pozos ya existentes en el yacimiento [15].

Los mecanismos que mejoran la eficiencia de recobro son:

- Empuje de agua.
- Aumento de la presión [12].



*Figura 4 Método inyección de agua [12].*

### 2.3.1 TIPOS DE INYECCIÓN

#### **Inyección externa**

Llamada también inyección periférica, consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento.

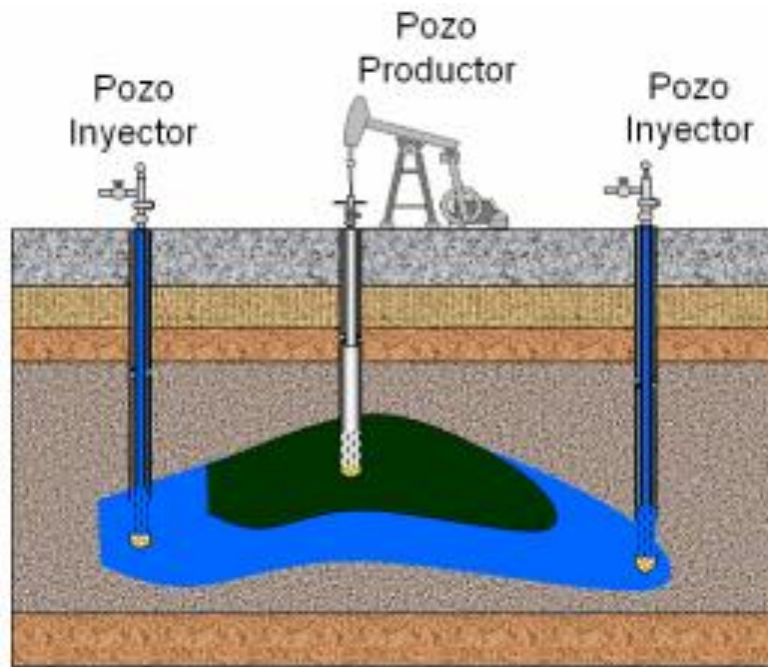


Figura 5 Inyección externa o periférica [15].

### Inyección interna

Conocida también como inyección en arreglos o dispersa. Su nombre se debe a que el agua se inyecta dentro de la zona de petróleo a través de un apreciable número de pozos inyector que junto con los pozos productores, forman un arreglo geométrico [15].

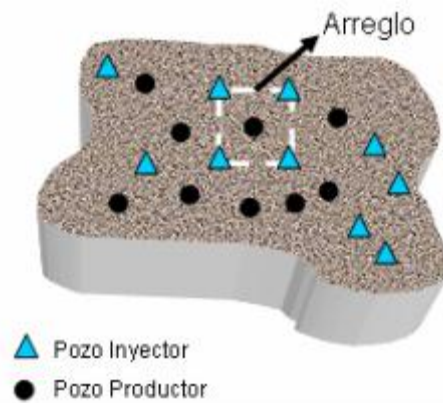


Figura 6 Inyección Interna [15].

### **2.3.2. Etapas de un proceso de inyección de agua**

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo no continuo, debido a que con el tiempo se presentan cambios en las saturaciones, lo cual ocasiona variaciones en las permeabilidades relativas y en las presiones. A continuación, se mencionan las cuatro etapas que presenta un yacimiento homogéneo sometido a una inyección de agua [15]:

- Condiciones iniciales
- Inyección
- Ruptura
- Después de la ruptura

### **2.3.3. Factores que influyen en la inyección de agua**

La inyección de agua, es una de las estrategias de desarrollo más importantes en la mayoría de los yacimientos de aceite ya que permite la recuperación de crudo que se encuentra almacenado en el yacimiento. Pero debido a que no todos los yacimientos presentan el mismo comportamiento frente al desplazamiento con el agua, es necesario tener en cuenta algunos factores que afectan este desempeño [15].

- Factores de yacimiento (geometría del yacimiento, litología)
- Profundidad del yacimiento
- Heterogeneidad del yacimiento
- Propiedades de la roca y del fluido (permeabilidad, porosidad, saturación de agua connata, aceite residual)
- Factores operacionales (tasa de inyección, presión de inyección, espacio entre pozos)

## **2.4 INYECCIÓN DE AIRE COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS. (Combustión in situ)**

La historia de este método de recobro se sitúa desde hace 40 años en el que se realizaron los primeros análisis y aplicaciones del recobro por cuestiones netamente económicas. El recobro por inyección de aire consiste básicamente en la obtención de aceite mediante la inyección de gas generando calor dentro del

yacimiento quemando una porción de su aceite. EL oxígeno que es inyectado reacciona con las fracciones pesadas del crudo aumentando drásticamente la temperatura por lo que se irá reduciendo también la viscosidad. Por otra parte la producción será promovida por el empuje del gas y la expansión térmica como también la reducción de la viscosidad. [16] [17] [18]

En otras palabras, la combustión in situ implica básicamente en el incendio de la reserva acompañado de la inyección de aire para mantener la combustión de una parte del petróleo crudo. La técnica más común es la llamada combustión directa en la que se enciende el pozo de inyección y se inyecta aire para propagar el frente de combustión fuera del pozo [17].

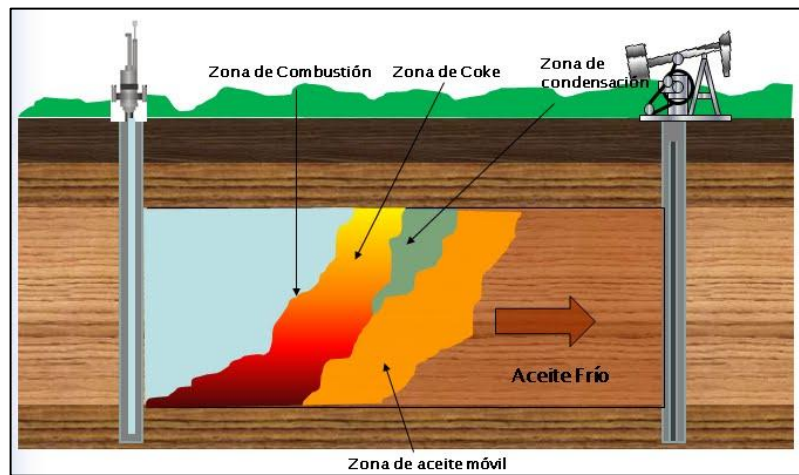


Figura 7 Recobro mejorado por inyección de aire [17].

#### 2.4.1. Caracterización del proceso de recobro mejorado por inyección de aire

##### **Petróleo crudo:**

Tabla 1. Caracterización del crudo. [18]

CARACTERÍSTICAS	RECOMENDADA	RANGO EN PROYECTOS ACTUALES
Gravedad, API	10 a 27	10 a 40
Viscosidad, cp	<5000	6 a 5000
Composición	Algunos componentes asfálticos para ayudar a la deposición de	

	coque
--	-------

**Reserva:**

Tabla 2. Caracterización de la reserva [18]

CARACTERÍSTICAS	RECOMENDADA	RANGO EN PROYECTOS ACTUALES
Saturación %PV	>50	62 a 94
Tipo de formación	Arena o piedra arenisca con alta porosidad	
Espesor neto, ft	>10	
Permeabilidad media, md	>50	85 a 4000
Profundidad, ft	<11500	400 a 11300
Temperatura, °F	>100	100 a 22

#### 2.4.1. Equipos usados en el recobro mejorado por inyección de aire.

En los Campos Petroleros en donde se ha instaurado el proceso de recobro mejorado por inyección de aire, también llamado combustión in situ se tienen como equipos principales a los compresores, los anteriores se clasifican según la forma en que comprimen el aire [19]:

- Isotérmica
- Adiabática
- Politrópica

Los compresores son clasificados de forma básica en dinámicos y volumétricos. En los dinámicos, se encuentran los centrífugos y los axiales. Los compresores volumétricos o de desplazamiento se dividen en rotatorios y reciprocantes o alternativos. [19]

A continuación, una tabla en donde se explica el funcionamiento de cada uno de estos compresores:

*Tabla 3. Clasificación de compresores [19]*

Clasificación mecánica					
Compresores dinámicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Convierte energía cinética en presión.</li> <li>- Utiliza energía para desplazar determinado volumen de aire para luego ser desacelerado lo que provoca un aumento de presión en la masa.</li> <li>- Ideal para obtención de grandes volúmenes de aire hasta de 7 bares.</li> <li>- El aire producido está libre de lubricantes</li> <li>- Aseguramiento de un producto final sin contaminantes.</li> <li>- La selección se debe basar en el volumen requerido de aire y la presión.</li> </ul>				
	<table border="1"> <tr> <td>Compresores centrífugos</td> <td>Tiene múltiples aletas rotativas lo que provoca una expulsión del flujo en sentido radial.</td> </tr> <tr> <td>Compresores axiales</td> <td>Impulsa aire mediante alta velocidad expulsándolo en sentido a su eje.</td> </tr> </table>	Compresores centrífugos	Tiene múltiples aletas rotativas lo que provoca una expulsión del flujo en sentido radial.	Compresores axiales	Impulsa aire mediante alta velocidad expulsándolo en sentido a su eje.
	Compresores centrífugos	Tiene múltiples aletas rotativas lo que provoca una expulsión del flujo en sentido radial.			
Compresores axiales	Impulsa aire mediante alta velocidad expulsándolo en sentido a su eje.				
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Poseen un sistema de compresión en el que se</li> </ul>					

<p>Compresores Volumétricos o de desplazamiento.</p>	<p>obtiene presión alterando el volumen de aire atmosférico. - El aire es concentrado en un recinto hermético, comprimiéndole en un espacio de menor volumen para posteriormente transportarlo a otro recipiente para almacenarlo.</p>		
	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="789 604 1003 900"> <p>Compresores reciprocantes o alternativos</p> </td> <td data-bbox="1003 604 1248 900"> <p>Su funcionamiento es basado en tres tiempos: Admisión, compresión y descarga.</p> </td> </tr> </table>	<p>Compresores reciprocantes o alternativos</p>	<p>Su funcionamiento es basado en tres tiempos: Admisión, compresión y descarga.</p>
<p>Compresores reciprocantes o alternativos</p>	<p>Su funcionamiento es basado en tres tiempos: Admisión, compresión y descarga.</p>		
	<p>En este grupo están los compresores de <b>pistón</b> o <b>diafragmas</b>. Los anteriores, alcanzan elevadas presiones porque trabajan con volúmenes de aire intermitentes. En términos de demanda, este tipo de compresores son los de mayores ventas exigiendo poca tecnología para su funcionamiento, un mantenimiento simple, eficiencia relativa y un precio bajo.</p>		
<p>Compresores rotativos</p>	<p>- Son los que pueden manejar volúmenes de aire considerables hasta 3000 pies cúbicos por minuto y en temas de presión hasta 350 psi. Su funcionamiento es basado en el trabajo de dos rotores que giran en medio de una</p>		



	carcasa. Sus componentes están montados con tolerancias pequeñas garantizando una compresión de aire con flujos axiales.
	En este grupo están los compresores de <b>tornillo</b> .

Para Colombia, los compresores dinámicos son utilizados por plantas donde se opera con grandes maquinarias y exigen niveles de producción bastante altos como lo son las petroquímicas, textiles y papeleras [20] [21]. Es importante establecer unas características principales entre los dos tipos de compresores más usados en las industrias: Tipo pistón (alternativos) y tipo tornillo (volumétricos). Lo anterior relacionado en la siguiente tabla:

*Tabla 4. Características principales de compresores [20][22]*

Básicamente expresadas para saber qué tipo de compresor elegir.
<b>COMPRESORES TIPO PISTÓN</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mecánicamente simples.</li> <li>- Bajo costo de mantenimiento.</li> <li>- Precio bajo y accesible.</li> <li>- Adaptación a otros equipos.</li> <li>- Dispensan mecanismos de separación entre el aceite y el aire.</li> <li>- Disipación posterior mediante un filtro separador de aceite y radiador.</li> </ul>
<b>COMPRESORES TIPO TORNILLO</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Efectividad volumétrica superior</li> <li>- Carga horaria superior a 12 horas</li> <li>- Menor consumo de energía (kW)</li> <li>- Generación de aire comprimido a temperaturas mucho más bajas.</li> <li>- Re inicialización más rápida</li> <li>- Adaptación de recursos a altas tecnologías.</li> </ul>

## 2.5 COSTO DEL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO

El costo de ciclo de vida es una herramienta que ha evolucionado a través de los años, fue creada con tres propósitos principales, el primero es una herramienta de ingeniería que proporciona apoyo para el diseño y adquisición de grandes sistemas abiertos, infraestructura, equipos, etc. El segundo supera muchas deficiencias de la contabilidad tradicional de costos y puede ofrecer información útil sobre costos en la contabilidad y administración de costos y por último ha surgido como una herramienta de diseño e ingeniería con fines ambientales, es un concepto originalmente desarrollado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos (DoD) a principios de los años sesenta para aumentar la eficacia de la contratación pública, es aplicado principalmente por empresas e instituciones públicas que procuran o fabrican grandes bienes de capital, instalaciones, armas y otros productos que están abiertos.

Un sistema abierto es un sistema que evoluciona con el tiempo y cambia con su entorno, además permite analizar diferentes variables para establecer con certeza cuál será el costo total de un equipo o producto, la profundidad de estudio de cada una de estas variables favorecerá a que este cálculo tenga un impacto real a la hora de estimar el costo total de vida de un equipo [24]. En este proyecto en donde se analizarán los equipos de mayor significancia en los sistemas de recobro mejorado se tendrá en cuenta los equipos que demandan un mayor consumo energético. (Bombas, compresores y motores eléctricos).

Por ejemplo, los equipos de bombeo ocupan un 20% del consumo mundial de energía eléctrica. Estos sistemas son utilizados en la mayoría de servicios como agricultura, comercios, agua potable y saneamiento, procesos industriales químicos, petroleros, farmacéuticos, alimenticios etc. Uno de los errores más comunes que comenten las empresas o personas que adquieren un bien o equipo es solo tener en cuenta el costo inicial del equipo ya que este es solo una pequeña parte del costo total del ciclo de vida del activo, la importancia de entender todos los componentes que incurren en un análisis de ciclo de vida puede significar importantes reducciones en el costo de energía, operación y costos de mantenimiento, ya que reducir el uso de la energía tiene otros beneficios de orden ecológico y monetario que no solo beneficiaría a las empresas sino al planeta como tal [25].

La administración del costo del ciclo de vida (LCC – Life Cycle Cost) es una herramienta que ayuda a las empresas a minimizar el desperdicio y maximizar la eficiencia energética. En la figura 8, se puede ver como se distribuyen estos factores que son tenidos en cuenta a la hora de realizar un análisis del costo de ciclo de vida [25].



*Figura 8 Distribución del costo del ciclo de vida de un sistema de bombeo [26]*

### **2.5.1 Que es el costo del ciclo de vida de un activo**

El costo del ciclo de vida de cualquier equipo es el costo del total de la vida útil, que incluye la compra, instalación, operación, costo de la energía, ambiental, parada del equipo, mantenimiento, y desecho del equipo. Para determinar este costo involucra una metodología para identificar y cuantificar todos los componentes del CCV [25].

### **2.5.2 Porque es importante el ciclo de vida de un activo.**

La importancia de aplicar esta herramienta de ingeniería radica en que muchas empresas o personas que adquieren cualquier equipo solo tienen en cuenta la compra inicial y los costos de instalación de un equipo o sistema en toda la vida útil que puede tener un equipo, Es por esto que es fundamental el papel del comprador o del diseñador evaluar el Costo de Ciclo de Vida para encontrar la mejor solución posible, ya que esto nos permite mantener los costos bajos en los equipos [25].

Un ejemplo claro de esto radica en tener grandes ahorros en los equipos de bombeo realizando las actividades en el Costo de Ciclo de Vida principalmente en el ahorro de energía; además de la parte económica muchas empresas se ven atraídas por el impacto ambiental y consideran el ahorro de energía como una

manera de reducir las emisiones contaminantes y preservar los recursos ambientales [25].

El análisis de CCV requiere la evaluación de varias alternativas, para la mayoría de los casos los costos de la energía y los de mantenimiento son los dominantes en el CCV. Es importante determinar los costos de energía actual y futuros (para ello se tiene en cuenta una proyección realizada por un equipo de estudiantes adscritos al semillero de Ecopetrol, donde a través de una matriz de históricos del precio de la energía en Colombia y variables claves se procedió a proyectar su precio hacia un horizonte de 2030. En este trabajo se comparan dos modelos, uno estadístico y otro econométrico realizados para la proyección del precio de la energía en Colombia, donde finalmente se procede a elegir el modelo econométrico ya que el resultado arroja una proyección más acorde a como se podría comportar el precio de la energía en Colombia), así como el mantenimiento y los diferentes costo asociados. Otros elementos tales como los costos por inactividad del equipo y protección ambiental, pueden ser estimados en base histórica y no se tienen en cuenta en el presente trabajo.

### **2.5.3 Componentes del costo del ciclo de vida.**

Para desarrollar el cálculo del costo del ciclo de vida, se deben analizar varios factores que influyen directamente en la compra del equipo y vida útil del mismo, estos componentes se mostraran a continuación con el fin de analizar todos los costos asociados por la adquisición de un equipo.

#### *ELEMENTOS DE LA ECUACIÓN CCV*

$$CCV = C_{ci} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_p + C_{ma} + C_d$$

CCV = costo del ciclo de vida

- a.  $C_{ci}$  = Costos de inversión iniciales, precio de compra. (bomba, equipo eléctrico)
- b.  $C_{in}$  = Costos de instalación y comisión.
- c.  $C_e$  = Costos de energía.
- d.  $C_o$  = Costos de operación. (costo del consumo energético de los equipos)
- e.  $C_m$  = Costos de mantenimiento.
- f.  $C_p$  = Costos por paro del equipo
- g.  $C_{ma}$  = Costos por medio ambiente

h.  $C_d$  = costos por desecho del equipo obsoleto.

a.  $C_{ci}$  = Costos de inversión iniciales, precio de compra. (Bomba, equipo eléctrico)

El costo inicial o precio de compra es la suma de todos los recursos que hayan sido necesarios para completar una obra y ponerla en uso, incluye los materiales, la mano de obra, el costo del proyecto, la dirección, la inspección, el costo proporcional de los equipos con que se ha construido la obra, etc., así como el costo de los equipos y accesorios que deban instalarse de un modo permanente, para que la obra pueda prestar su servicio [27].

En este caso como costo inicial se determinará:

- Costo de los Motores eléctricos.
- Costo de las bombas.
- Costo de compresores

b.  $C_{in}$  = Costos de instalación y comisión.

El costo de instalación y comisión hace referencia a todos los costos incurridos de un equipo para su puesta en marcha en un determinado proceso, no existe un cálculo exacto para determinar los costos de instalación con la excepción del coste del material, este coste puede estimarse a partir proveedor del paquete bomba, y el costo de los materiales podría obtenerse de los proveedores, sin embargo, otras estimaciones de costes son relativamente inexactas. Los costos laborales tienen excesos mayores en comparación con otros componentes de costos, por otro lado aparecen buenas formas de estimar los datos históricos, los cuales podrían informar o dar una estimación del valor de la instalación del equipo de bombeo dentro de ciertos límites. Existen algunos conceptos que ayudan a minimizar los costos de instalación como: [30] [31]

- Maximizando el alcance de la fabricación y la instalación en el entorno de taller
- Simplificar el transporte y la instalación de un paquete bomba
- Proporcionar componentes modulares que son fáciles de cambiar

- La reducción en el lugar de soportes de personal y alentar la operación sin tripulación
- La eliminación de la mayor cantidad posible de bombas de reserva

Este último será un factor clave que se tendrá en cuenta en este proyecto ya que se determinará con cuantos equipos de respaldo se debe trabajar, asegurando que la inyección de fluidos (agua, químico y aire) este continuamente en operación.

c.  $C_e$  = Costos de energía.

Tener un cálculo del consumo o costo de la energía, es muy importante ya que el consumo de la energía es uno de los mayores elementos de costo de operación y es una variable que incide directamente en el análisis del costo de ciclo de vida. El consumo de energía es calculado recopilando información sobre el modelo de operación del sistema. Si la producción es uniforme, el cálculo es simple, si la producción varía con el tiempo, se necesita establecer un modelo basado en el tiempo, que es nuestro caso. [39]

Para ello se utilizará una herramienta de proyección desarrollada en el semillero de demanda energética en convenio con Ecopetrol, la cual proyecta el precio de la energía hacia un horizonte de 2030. [32]

d.  $C_o$  = Costos de operación. (costo del consumo energético de los equipos)

En los costos de operación se debe incurrir para que un proceso o instalación se mantenga prestando el servicio esperado, generalmente estos costos se toman por períodos anuales y pueden influir los siguientes factores: [33]

- Los sueldos o salarios de personal
- Materias primas, Licencia u honorarios (como cuotas de inscripción anuales) impuestas por un gobierno
- Gastos inmobiliarios, incluyendo
  - o Alquilar o ceder los pagos
  - o Oficinas en alquiler
  - o Mobiliario y equipo
  - o Valor de la inversión de los fondos utilizados para la compra de la tierra, si es propiedad en lugar de renta o alquiler

- Impuestos sobre la propiedad y evaluaciones equivalentes
- Impuestos de operaciones, tales como comisiones aplicadas a las empresas de transporte para el uso de las carreteras
- Los costos de combustible, como la energía para las operaciones, combustible para la producción
- Servicios públicos como el servicio telefónico, conexión a Internet, etc.
- Mantenimiento de equipos

e.  $C_m$  = Costos de mantenimiento.

Los costos de mantenimiento son asociados a cada una de las prácticas que necesita un equipo para operar en su punto óptimo, estos se pueden clasificar en dos **mantenimientos correctivos y preventivos**. El mantenimiento preventivo se realiza de manera periódica tareas como análisis, limpieza, lubricación, calibración de equipos etc. Su objetivo es prever los problemas que pueda tener un equipo, corregir los desgastes y problemas de funcionamiento en el momento oportuno, y de esta manera mantener el equipo en su punto de funcionamiento óptimo, el cual va ligado al planeamiento que tiene cada empresa, es por eso que la mayoría de ellos van encaminados a un plan de acción como se ilustrara a continuación. [34] [35]

- Los prensaestopas se encargan de eliminar fugas de líquidos en la bomba e impedir la entrada de aire a los espacios de aspiración, la empaquetadura de los prensaestopas debe cambiarse periódicamente, la frecuencia del cambio dependerá del número de horas de operación de la bomba, así como también de la calidad de los materiales. Si la bomba funciona de manera permanente como es en nuestro caso, la empaquetadura debe ser reemplazada con una frecuencia de tres a seis meses. [34]
- Lubricación de chumaceras, portachumaceras, flecha superior y eje de transmisión, la frecuencia de la lubricación dependerá de las condiciones y del ambiente en que se encuentre funcionando el equipo, para esto se recomienda agregar una pequeña cantidad de grasa cada 400 horas de funcionamiento. [34]

Por otro lado el mantenimiento correctivo va encaminado a corregir una falla que se presente en un determinado momento, su función principal es poner en marcha el equipo lo más rápido posible y al mínimo costo posible. [35] [36]

f.  $C_p$  = Costos por paro del equipo

Los costos por parada o salida del equipo hacen referencia a la inactividad a la cual se ve sometido un equipo por diferentes fallas que se presenten, o a lo que se dejaría de ganar (dinero) en un determinado proceso por la inactividad del equipo. Es muy importante a la hora de calcular el costo de ciclo de vida de un equipo tener claro cuánto cuesta la inactividad del mismo, incluyendo su salida de operación por mantenimientos y su puesta en marcha nuevamente, esto con el fin de hacer un mejor plan de mantenimiento para que en lo posible no suceda, en caso de que ocurra se deben tener diferentes alternativas como los son el uso de una bomba de reserva y el monitoreo y control.

Los costos de tiempo de inactividad pueden minimizarse mediante el mantenimiento preventivo y correctivo mencionado anteriormente. [26]

g.  $C_{ma}$  = Costos por medio ambiente

Los costos por medio ambiente son ocasionados por el manejo de residuos o líquidos que inciden de manera nefasta en el entorno, como lo son tratamiento de derrames, inspecciones y eliminación de contaminantes durante el sistema de bombeo, y la eliminación de piezas y materiales usados. Tales costos suelen establecerlos autoridades reguladoras locales y varían de un país a otro [26].

Por otra parte el costo ambiental dentro del costo del ciclo de vida de un activo se ha vuelto un factor importante a la hora de adquirir un bien o equipo, debido a los diferentes fenómenos que se están presentando a causa de la contaminación del medio ambiente. Como consecuencia de esto la responsabilidad ambiental de las empresas ha generado diversas formas de mitigación, por ejemplo tasas mínimas de óxidos o monóxidos a la atmosfera, refrigerantes que cumplan las especificaciones técnicas y ambientales estipuladas por las normas. [26].

Por esto a la hora de realizar el análisis de costo de ciclo de vida por medio ambiente se debe tener en cuenta el contexto en que se desarrolla la actividad de la compañía, para saber en qué costos se tendrán que incurrir durante la vida útil del activo para cumplir las normas, y que perjuicios puede ocasionar este al medio ambiente [39].



h.  $C_d$  = costos por desecho del equipo obsoleto.

El costo por desecho del equipo obsoleto es el último paso del ciclo de vida de un activo, el cual está influenciado por tres factores; el uso, el paso del tiempo, y la obsolescencia.

Por lo general las empresas o personas naturales no tienen en cuenta el costo de dar de baja un sistema o activo, pues se desprecia o se da muy poca importancia, pero en muchos casos dependiendo del uso y equipo que se tenga, demanda una gran cantidad de recursos el poder eliminar o removerla de un determinado lugar.

Dependiendo del uso y la vida útil del equipo, en algunos casos se tiene la oportunidad de recuperar algo de dinero con la venta del activo. Ese valor puede ser establecido de varias formas, una de ellas depende del nivel de detalle y de lo estandarizado que este su uso, un ejemplo de ello son los equipos utilizados en la minería, en esta industria existen tablas con valores y precios relacionados con la edad y puede ser afectado con criterios de contexto y tipo de uso, entre otros. [39]

### **CAPITULO 3: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO**

Para el cálculo de la demanda energética en los diferentes campos de estudio, se parte de un plan volumétrico (anexo A) entregado por la empresa colombiana de petróleo Ecopetrol, en donde se relacionan los siguientes datos.

- los caudales inyectados para cada tipo de recobro (agua, agua-químicos, aire).
- los incrementales de aceite y agua que se recuperan por los diferentes métodos de recobro (agua, agua-químicos, aire).

El objetivo de este proyecto es mostrar los resultados del consumo energético en los campos de estudio por cada recobro a implementar. Siguiendo con el marco de estudio e investigación, en la tabla 5,6 y 7 se muestra en cuales campos se utiliza el recobro mejorado por los diferentes métodos.

Tabla 5. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de agua

Campo	Recobro mejorado por inyección de agua.
-------	---

Apiay	Si
Castilla BES	Si
Chichimene BES	Si
Chichimene PCP	Si

Tabla 6. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de químicos.

Campo	Recobro mejorado por inyección de químico.
Apiay	No
Castilla BES	No
Chichimene BES	Si
Chichimene PCP	Si

Tabla 7. Campos de estudio de recobro mejorado por inyección de aire.

Campo	Recobro mejorado por inyección de aire.
Apiay	No
Castilla BES	Si
Chichimene BES	Si
Chichimene PCP	Si

### 3.1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA RECOBRO DE AGUA Y QUÍMICO

Se determinó plantear una metodología que permita parametrizar el sistema de bombeo y establecer la potencia consumida por tipo de recobro con base en el sistema de bombeo, y así obtener los resultados de potencia y los incrementales de crudo por campo para los caudales establecidos en el plan volumétrico.

A continuación se muestra un esquema de una planta de recobro mejorado por los diferentes tres métodos de recobro analizados en este trabajo (Agua, químicos y aire). Es importante mencionar que el análisis de los consumos de potencia y costos de ciclo de vida de activos solo se centraran en la etapa de bombeo y compresión por los tres tipos de recobro mostrada en la figura 9.

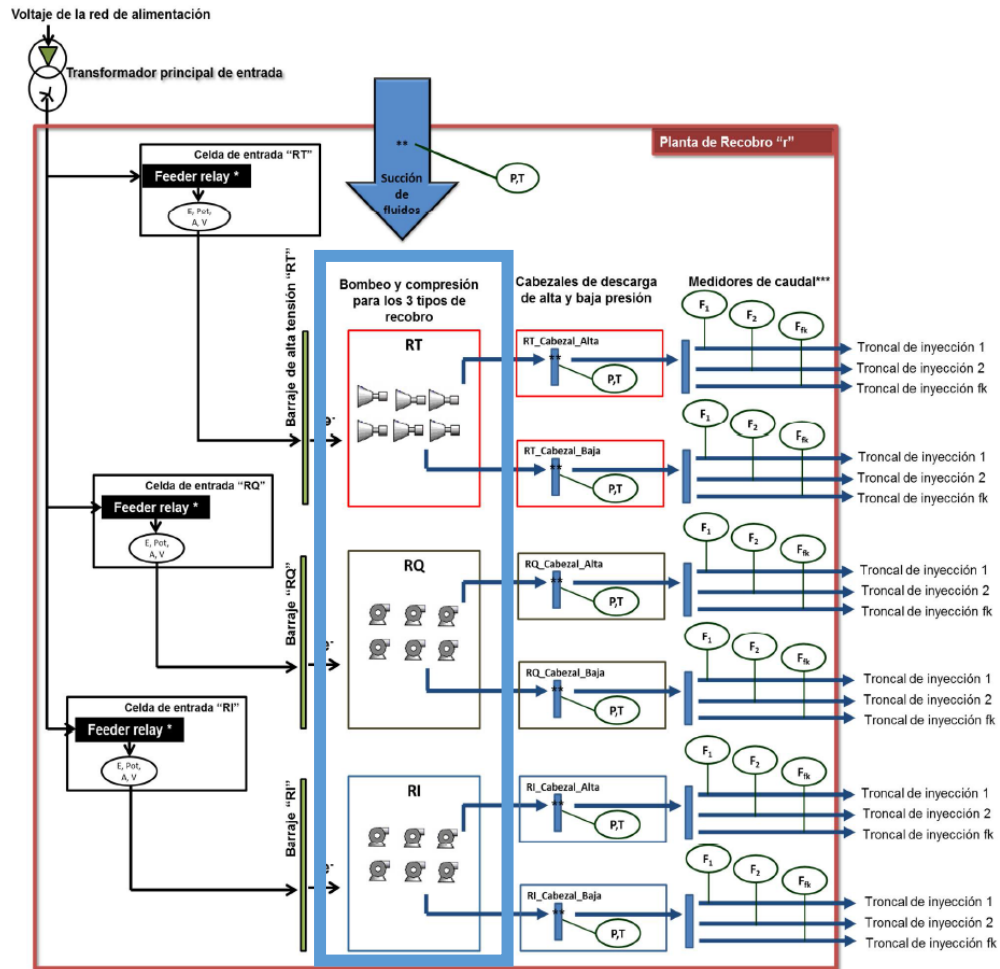


Figura 9 esquema de una planta de recobro [23]

Para efecto de cálculos el usuario agregara a la interfaz la bomba con la cual él quiere correr el modelo, teniendo en cuenta que los valores a agregar serán tomados de la curva de la bomba seleccionada. Los cálculos y valores usados para obtener este resultado se pueden observar en el ANEXO A.

Además un factor clave para el cálculo de la potencia es el diferencial de presiones que manejan las bombas de inyección en recobro. Para ello se tomara una referencia suministrada en el proyecto que se llevó a cabo en convenio con

Ecopetrol [23], la cual es de 3000 psi y se aplicara para todos los campos estudiados.

Para el cálculo de la eficiencia de una bomba se utiliza la ecuación característica para las bombas relacionada a continuación en la tabla 8.

Tabla 8. Relación cabezal vs caudal y eficiencia vs caudal

Cabezal vs Caudal	Eficiencia vs Caudal
$H = A+BQ+CQ^2$	$\eta_b = DQ+ CQ^2$

La figura 10 Muestra un claro ejemplo, donde se puede observar la curva característica de una bomba (turbo bomba), en ella se localizan unos puntos (valores que corresponden a la altura y caudal de la bomba), que serán incluidos en la interfaz que se construirá para el cálculo de la potencia y de esta manera el modelo me arrojará las constantes que necesitamos para posteriores cálculos.

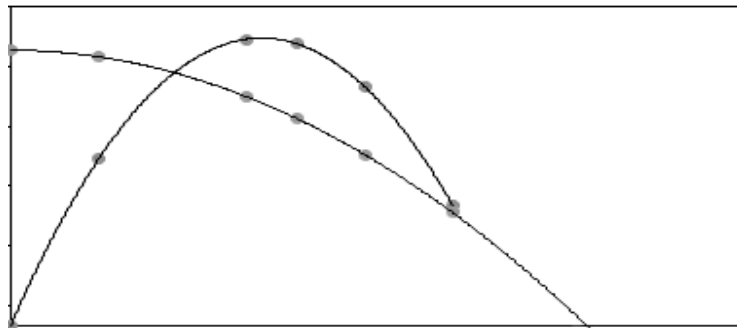


Figura 10 curva genérica de bomba utilizada H vs Q y n vs Q

Partiendo de la interfaz realizada en Excel, el cálculo del consumo energético de recobro viene dado de la siguiente manera:

- primero el usuario debe agregar la bomba que desea utilizar al recobro con los datos de la curva característica para obtener la ecuación de cabeza vs caudal y eficiencia vs caudal, debido a que estas constantes se requieren más adelante.

- Seguido a esto ya sea que el usuario seleccione recobro químico o recobro por agua, lo que se hace en la interfaz es primero pasar el caudal de recobro tomado del plan volumétrico (que está en BPD y se muestra en el anexo A) a gpm para poder realizar los respectivos cálculos.

$$Q[gpm] = Q[BPD] * 0.02917$$

BPD = barriles por día

- Luego se calcula el número de bombas que se requieren para suplir el respectivo caudal, para esto, se debe dividir el caudal convertido en gpm sobre el caudal donde se obtiene la máxima eficiencia de la bomba seleccionada.

$$N_{bombas} = \frac{Q [gpm]}{Q_{me}}$$

Qme = caudal a la máxima eficiencia

- Teniendo en cuenta que no se puede tomar el dato anterior como un numero con decimales se realiza el cálculo de numero de bombas corregido para el cual se tuvo en cuenta el siguiente criterio: si la parte decimal está por encima de 0.55 se aproximara hacia el numero entero siguiente y si está por debajo de este rango se dejara solo la parte entera de este número.
- Seguido a esto se debe calcular la eficiencia, para esto se toman las constantes D y E obtenidas en el primer paso de la interfaz para poder realizar su cálculo el cual viene dado de la siguiente manera:

$$\eta = EQ + DQ^2$$

- Finalmente se calcula la potencia de recobro de la siguiente manera.

$$Pot = \frac{(Q/N) * \Delta P}{\eta * 1715,44} (Kw)$$

Donde:

N es el número de bombas corregido.

$\Delta P$  Es el delta de presiones (psi).

$Q$  Es el caudal en (gpm).

$\eta$  La eficiencia calculada.

### 3.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA RECOBRO DE AIRE

El recobro mejorado por inyección de aire en su funcionalidad y aplicabilidad tiene como mayor importancia el uso de compresores dependiendo de los flujos de aire. Por otro lado, teniendo en cuenta el plan volumétrico y otros datos proporcionados por estudios realizados previamente, los compresores trabajados en los campos de Ecopetrol siguen un trabajo por etapas para cumplir con la inyección de aire mencionada.

En base a lo anterior se trabajaron con las siguientes condiciones en todos los campos de estudio, para establecer en primera instancia el flujo másico a lo largo de la compresión.

Tabla 9. Condiciones iniciales para la determinación del consumo energético de cada campo [23]

Condición	Valor
Etapas	8 [-]
P inicial	101.33 [kPa]
P final	18027.73 [kPa]
Relación de compresión	1.91 [-]
T entrada (Inicial)	288 K
R aire (Constante del aire)	0.287 [Kj/kg*K]
V entrada	0.816 [m3/kg]
k(Proceso politrópico – Aire)	1.4
n_CDP (compresor desplazamiento positivo)	59%
n_CC (compresor centrífugo)	73%

La metodología de cálculo es la siguiente:

La relación de compresión es determinada:

$$rc = \sqrt[8]{\frac{P_{in}}{P_{final}}} = 1.91$$

Con los datos anteriores, y siguiendo con la relación de compresión calculada, se procede a encontrar las posteriores presiones de las etapas de acuerdo a:

(Se toma como ejemplo la etapa 2)

$$P_2 = 1.91P_1 \text{ [Ec 1]}$$

$P_2$  → Presion 2 etapa

$P_1$  → Presion 1 etapa

Con los datos de entrada se hallara el volumen específico de la etapa 1:

$$\vartheta_1 = \frac{T_1 * R_{air}}{P_1} \text{ [Ec 2]}$$

Continuando con el proceso, se hallara el volumen de cada etapa con:

$$(P_1\vartheta_1)^k = (P_2\vartheta_2)^k \text{ [Ec 3]}$$

$\vartheta_1$  → Volumen específico  $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$  Etapa 1

$\vartheta_2$  → Volumen específico Etapa 2  $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$  (Incognita)

Teniendo el volumen específico de la etapa 2 y el caudal proporcionado por el Plan Volumétrico (anexo A) se halla el flujo másico de todas las etapas de compresión:

$$\vartheta_2 = \frac{\dot{V}}{\dot{m}} \text{ [Ec 4]}$$

$$\dot{m} \rightarrow \text{Flujo masico } \frac{kg}{s}$$

$$\dot{V} = \text{Caudal segun el periodo de tiempo } \frac{m^3}{s}$$

Por otro lado, el trabajo se calculara como se realiza en un proceso politrópico siguiendo la Ec 5 [2].

$$W = \frac{P_2 \vartheta_2 - P_1 \vartheta_1}{1 - k} \frac{Kj}{kg} \text{ [Ec 5]}$$

Finalmente para el consumo energético se calculara:

$$\dot{W} = \dot{m} * W \frac{Kj}{s} \text{ [Ec 6]}$$

En base a la ecuación 5 se evalúa el consume energético según el compresor que es usado:

1. Compresor de desplazamiento positivo
2. Compresor centrifugo

Calculado finalmente con la Ec 7:

$$\dot{W} \text{ final} = \frac{\dot{W}}{n} \text{ [Ec 7]}$$



$n \rightarrow$  Eficiencia según el compresor

Los datos obtenidos se presentan en el anexo B, en donde son relacionados los flujos másicos de periodos que oscilan entre el 2017 y 2030 según el campo de estudio.

### 3.3. RESULTADO TOTAL DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR RECOBRO EN CADA CAMPO.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del consumo energético por los diferentes métodos de recobro (agua, químicos, aire) en los campos estudiados.

- Apiay BES

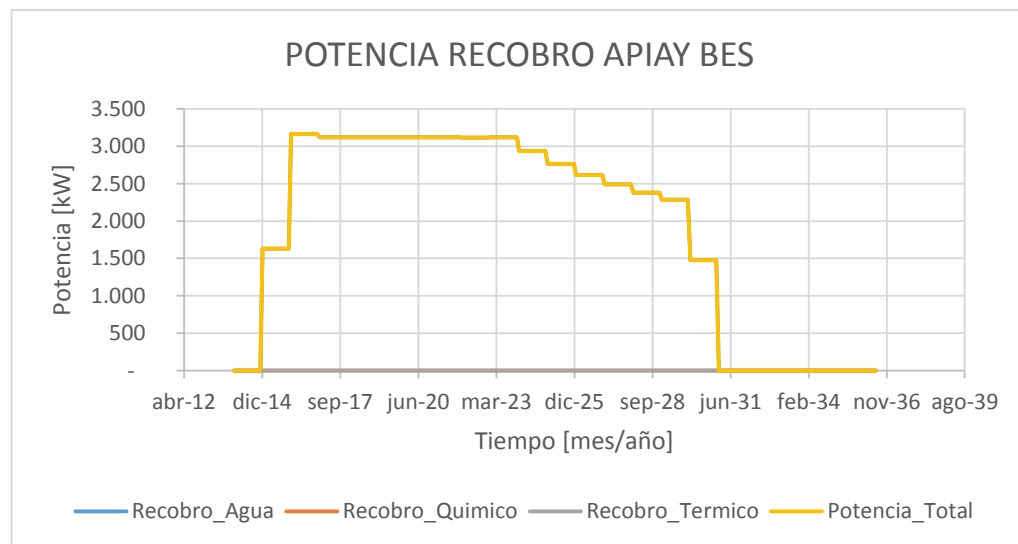
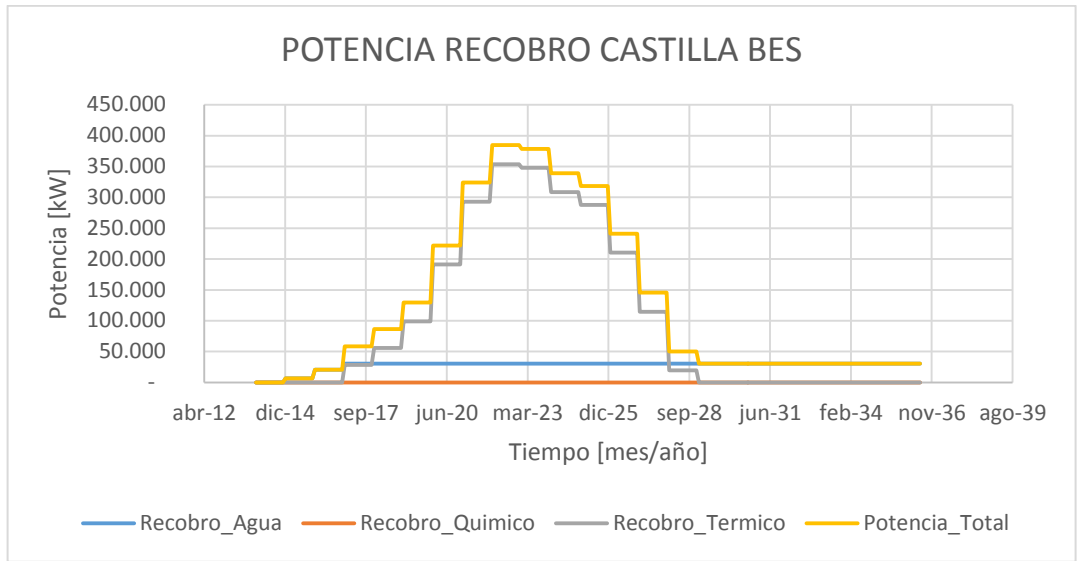


Figura 11 potencia recobro apiay vs años.

Fuente. Autor

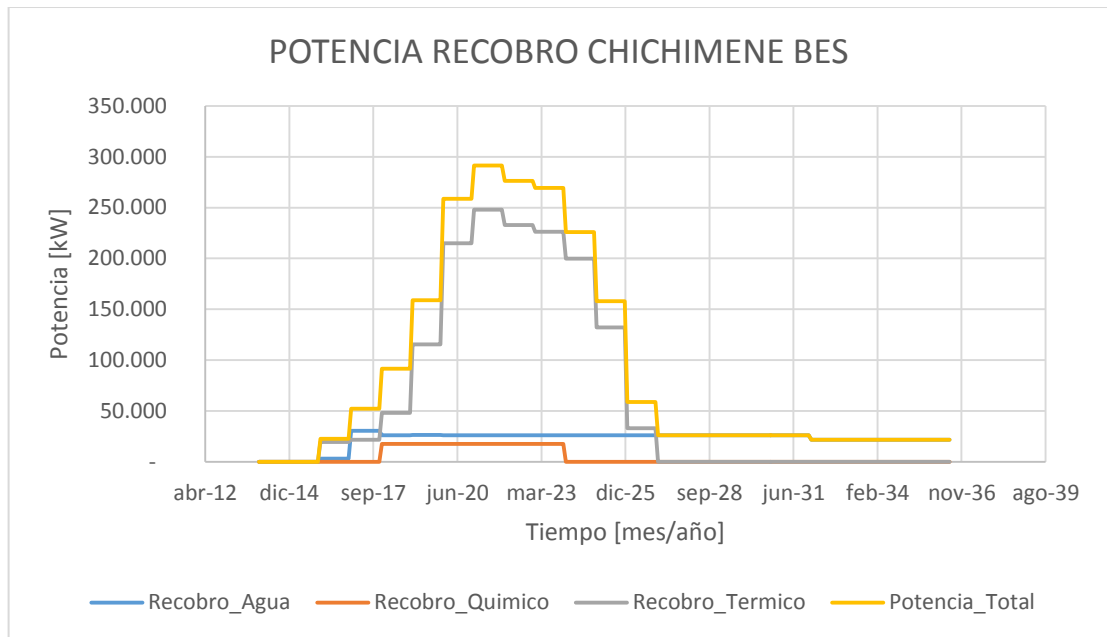
- Castilla BES



*Figura 12 potencia recobro castilla BES vs años.*

Fuente. Autor

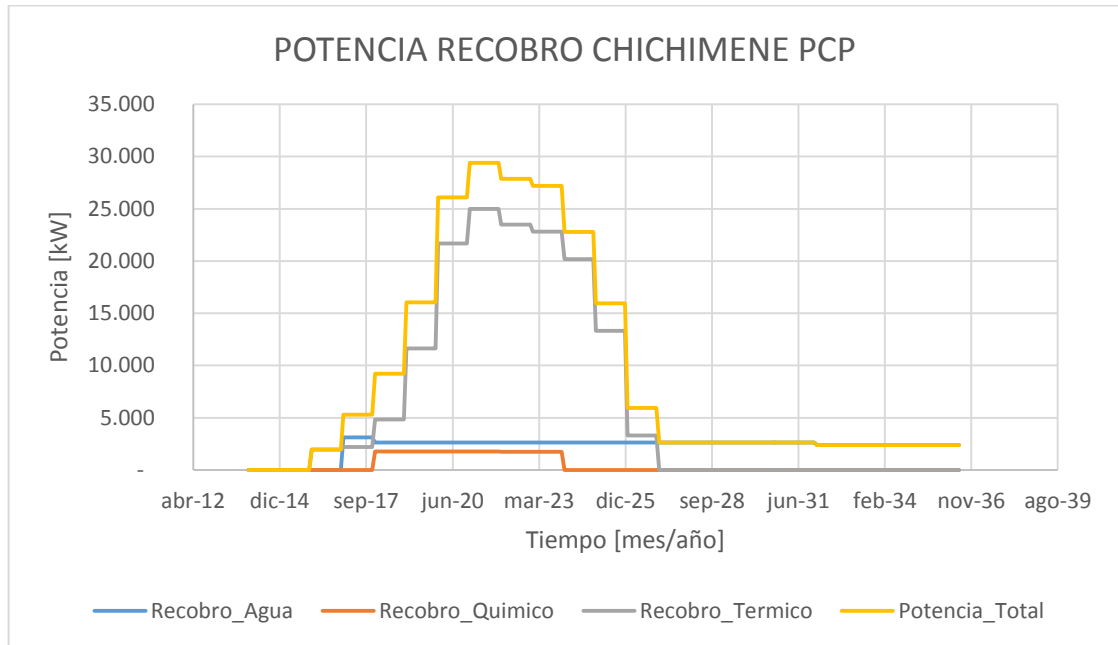
- *Chichimene BES*



*Figura 13 potencia recobro chichimene BES vs años.*

Fuente. Autor

- *Chichimene PCP*



*Figura 14 potencia recobro chichimene PCP vs años.*

Fuente. Autor

### 3.4. INCREMENTALES DE ACEITE EN RECOBRO CON AGUA Y QUÍMICO PARA LOS DIFERENTES CAMPOS TOMADOS DEL PLAN VOLUMETRICO.

Partiendo del plan volumétrico (anexo A) entregado por Ecopetrol, se realizó una serie de graficas por campos de los incrementales de aceite y agua que se recuperan por la implementación de los sistemas de recobro mejorado, teniendo en cuenta que esta adición de aceite recuperado representaran ganancias netas considerables para la empresa.

De igual forma será una variable importante a la hora de comparar los costos incurridos por el análisis de costo de ciclo de vida versus la renta petrolera que deja la venta de los incrementales de aceite.

- Apiay BES

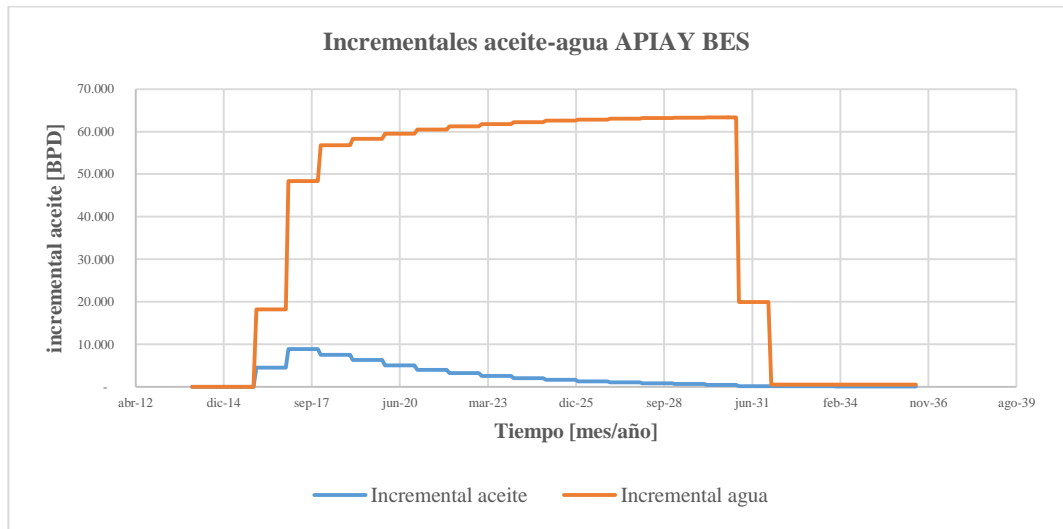


Figura 15 incrementales aceite-agua apiay BES.

Fuente. Autor

- Castilla BES

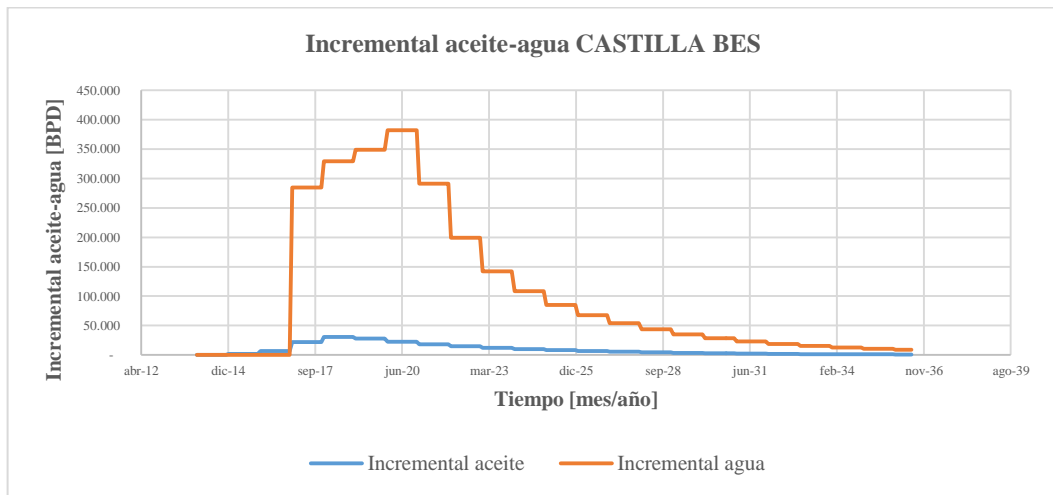


Figura 16 incrementales aceite-agua castilla BES.

Fuente. Autor

- *Chichimene BES*

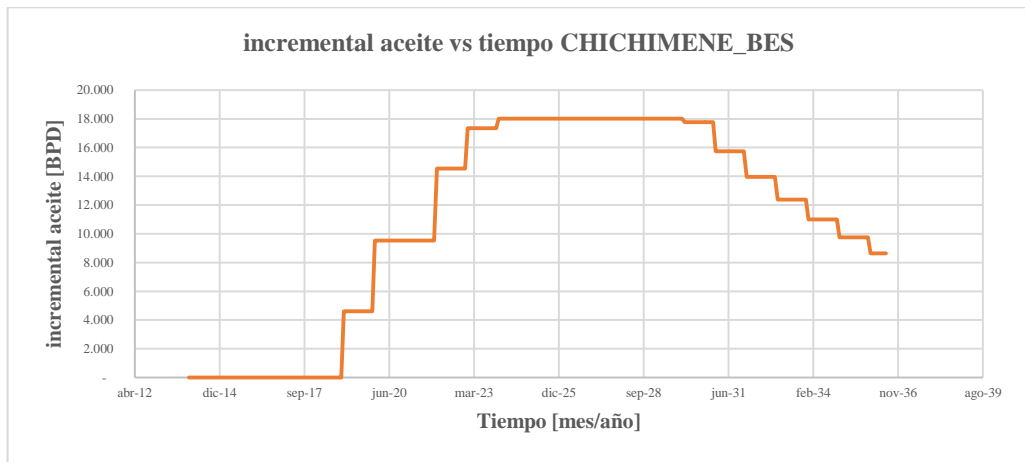
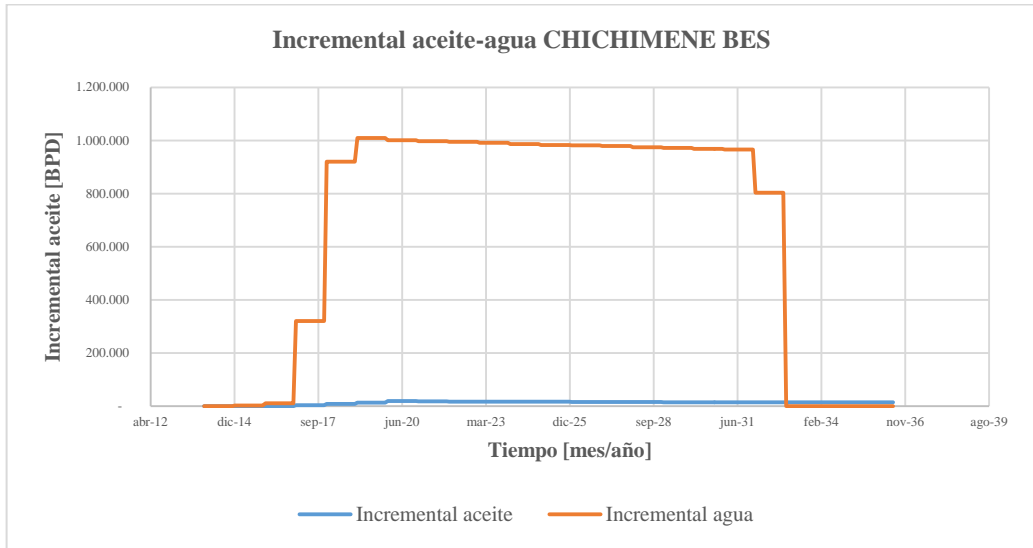


Figura 17 incrementales aceite-agua-químico chichimene BES.

Fuente. Autor

- *Chichimene PCP*

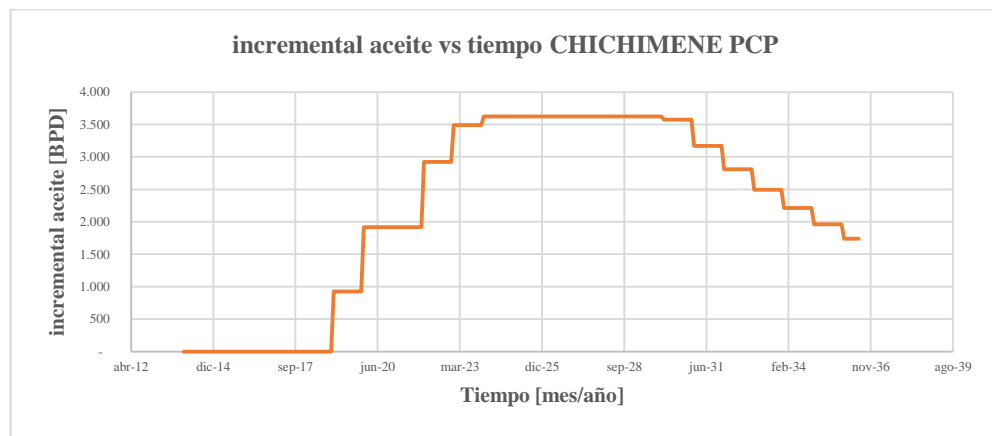
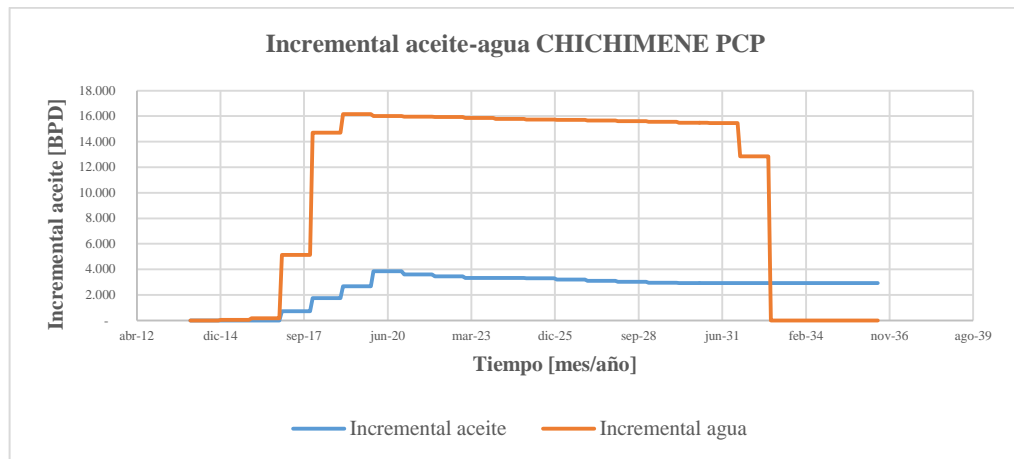


Figura 18 incrementales aceite-agua-químico chichimene PCP

Fuente. Autor

## CAPITULO 4: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE CICLO DE VIDA DE ACTIVOS EN SISTEMAS DE RECOBRO MEJORADO

### 4.1. Análisis del costo del ciclo de vida de un activo.

Para la implementación y realización de este análisis se debe conocer lo que se espera de los equipos de inyección en este caso (bombas y compresores). Este proceso no garantiza un resultado particular o muy específico, pero es una herramienta muy poderosa para estimar el costo total de vida de los equipos de

inyección utilizados en este proyecto. La calidad de los resultados dependerá en gran medida en la información disponible. [25]

#### *ELEMENTOS DE LA ECUACIÓN CCV*

$$CCV = C_{ci} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_p + C_{ma} + C_d$$

CCV = costo del ciclo de vida

- $C_{ci}$  = Costos de inversión iniciales, precio de compra (bomba, equipo eléctrico)
- $C_{in}$  = Costos de instalación y comisión
- $C_e$  = Costos de energía
- $C_o$  = Costos de operación (costo del consumo energético de los equipos)
- $C_m$  = Costos de mantenimiento
- $C_p$  = Costos por paro del equipo
- $C_{ma}$  = Costos por medio ambiente
- $C_d$  = costos por desecho del equipo obsoleto.

#### **4.1.1. $C_{ci}$ = Costos de inversión iniciales, precio de compra (bomba, Compresores, equipo eléctrico)**

#### COSTO DE BOMBAS CENTRIFUGAS

Para empezar, es importante conocer que las correlaciones del costo de bombas centrifugas con su tamaño o capacidad es difícil porque un fabricante puede tener una bomba en existencia, de tamaño y precio dados, y la puede adaptar para trabajar con una variedad de combinaciones de capacidad y carga producida. Para ello se puede evitar esta dificultad al correlacionar el costo de la bomba con el valor máximo del parámetro S de tamaño que puede manejar una bomba de un precio particular [27].

$$S = Q\sqrt{H}$$

Donde Q = caudal o capacidad de diseño (gpm o  $\frac{m^3}{s}$ )

H = Es la carga requerida en  $\frac{ft-lb}{lb}$  o  $\frac{J}{Kg}$

El costo de una bomba  $C_p$  que incluya la placa de base y el acoplamiento para la unidad motriz, pero no está, se calcula con:

$$C_p = C_B F_T F_M$$

Las correlaciones para el costo básico de la bomba ( $C_B$ ) y los factores ( $F_T$ ) del costo por tipo de diseño se presentan en la tabla 10 (todos estos costos en dólares). Los factores para los materiales de construcción ( $F_M$ ) aparecen en la tabla 11. [27]

*Tabla 10 Correlaciones del costo de bombas centrífugas [27]*

Unidades inglesas				Unidades en el "SI"			
Costo base para bomba de hierro fundido, de una etapa, 3 550 rpm, VSC				Costo base para bomba de hierro fundido, de una etapa, 3 550 rpm, VSC			
$C_B = \exp[8.3949 - 0.6019(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$				$C_B = \exp[7.2234 + 0.3451(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$			
En donde: $S = Q\sqrt{H}$ , en gpm y $H$ en ft-lbf/lb (ft de carga).				En donde: $S = Q\sqrt{H}$ , con $Q$ en $m^3/s$ y $H$ en $J/kg$ o $m^2/s^2$			
Factor de costo para el tipo de bomba				Factor de costo para el tipo de bomba			
$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$				$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$			
Tipo	$b_1$	$b_2$	$b_3$	Tipo	$b_1$	$b_2$	$b_3$
Una etapa, 1 750 rpm, VSC	5.1029	-1.2217	0.0771	Una etapa, 1 750 rpm, VSC	0.3740	0.1851	0.0771
Una etapa, 3 550 rpm, HSC	0.0632	0.2744	-0.0253	Una etapa, 3 550 rpm, HSC	0.4612	-0.1872	-0.0253
Una etapa, 1 750 rpm, HSC	2.0290	-0.2371	0.0102	Una etapa, 1 750 rpm, HSC	0.7147	-0.0510	0.0102
Dos etapas, 3 550 rpm, HSC	13.7321	-2.8304	0.1542	Dos etapas, 3 550 rpm, HSC	0.7445	-0.0167	0.1542
Etapas múltiples, 3 550 rpm HSC	9.8849	-1.6164	0.0834	Etapas múltiples, 3 550 rpm, HSC	2.0798	-0.0946	0.0834

*Tabla 11 Factores de costos de materiales de construcción [27]*

Material	Factor de costo $F_M$
Acero fundido	1.35
Accesorios de 304 o 316	1.15
Acero inoxidable, 304 o 316	2.00
Aleación de Gould No. 20 fundida	2.00
Níquel	3.50
Monel	3.30
ISO B	4.95
ISO c	4.60
Titanio	9.70
Hastelloy C	2.95
Hierro dúctil	1.15
Bronce	1.90

Fuente: Subprograma FLOWTRAN para costos de bombas, de Monsanto Co.



## COSTO DEL MOTOR ELÉCTRICO

Para el costo del motor eléctrico primero se debe calcular la potencia y la eficiencia del motor, este cálculo se toma de la forma en la que se calculó en el plan volumétrico.

Dependiendo de la potencia (HP) que se requiere el motor, su costo se calcula con la siguiente correlación [27].

$$C_M = e^{[a_1 + a_2 \ln(P) + a_3 \ln(P)^2]}$$

P es la potencia en caballos.

$a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$  son constantes que dependen del diseño y funcionamiento del motor que se relacionan a continuación [27].

Tabla 12 Coeficientes para el cálculo del costo de motores eléctricos [27]

	Coeficientes <sup>4</sup>			Límites de hp
	No. 1	No. 2	No. 3	
Abierto, a prueba de goteo 3600rpm	4.8314	0.08666	0.10960	1-7.5
	4.1514	0.53470	0.05252	<b>7.5-250</b>
	4.2432	1.03251	-0.03595	<b>250-700</b>
1 800 rpm	4.7075	-0.01511	0.22888	1-7.5
	4.5212	0.47242	0.04820	<b>7.5-250</b>
	7.4044	-0.06464	0.05448	250-600
1200 rpm	4.9288	0.30118	0.12630	1-7.5
	5.0999	0.35861	0.06052	7.5-250
	4.6163	0.88531	-0.02188	250-500
Totalmente encerrado, enfriado por ventilador 3 600 rpm	5.1058	0.03316	0.15374	1-7.5
	3.8544	0.83311	0.02389	<b>7.5-250</b>
	5.3182	1.08470	-0.05685	<b>250-400</b>
1 800 rpm	4.8687	-0.00930	0.22616	7.5-250
	4.5347	0.57065	0.04609	
1 200 rpm	5.1532	0.2893 1	0.14357	1-7.5
	5.3858	0.31004	0.07406	7.5-350
A prueba de explosión 3600rpm	5.3934	-0.00333	0.15475	1-7.5
	4.4442	0.60820	0.05202	<b>7.5-200</b>
1 800 rpm	5.2851	0.00048	0.19949	1-7.5
	4.8178	0.51086	0.05293	7.5-250
1 200 rpm	5.4166	0.31216	0.10573	1-7.5
	5.5655	0.31284	0.07212	7.5-200

Teniendo en cuenta los límites que condicionan el cálculo del precio del motor. En el caso en que se tenga una potencia mayor se procede a hacer un escalamiento de precio con la siguiente fórmula.

$$\$REAL = \$BASE \left\{ \frac{P_{real}}{P_{base}} \right\}^n \quad [28]$$

$P_{real}$  = potencia mayor a los limites

$P_{base}$  = potencia limite

$n$  = factor que depende del equipo a evaluar el costo.

A continuación, se presentan unas tablas para el factor  $n$  dependiendo del equipo

*Tabla 13 Factor que depende del equipo a evaluar el costo [28]*

PROCESS EQUIPMENT SIZE EXPONENT (N) - TABLE 1		
EQUIPMENT NAME	UNIT	SIZE EXPONENT (N)
Agitator, propeller	Hp	0.50
Agitator, turbine	Hp	0.30
Air compressor, single stage	cfm	0.67
Air compressor, multiple stage	cfm	0.75
Air dryer	cfm	0.56
Boiler, industrial, all sizes	lb/hr	0.50
Boiler, package	lb/hr	0.72
Centrifuge, horizontal basket	dia (inches)	1.72
Centrifuge, solid bowl	dia (inches)	1.00
Conveyor, belt	feet	0.65
Conveyor, bucket	feet	0.77
Conveyor, screw	feet	0.76
Conveyor, vibrating	feet	0.87
Crystallizer, growth	ton/day	0.65
Crystallizer, forced circulation	ton/day	0.55
Crystallizer, batch	gallons	0.70

Tabla 14 Factor que depende del equipo a evaluar el costo [28]

PROCESS EQUIPMENT SIZE EXPONENT (N) - TABLE 1		
EQUIPMENT NAME	UNIT	SIZE EXPONENT (N)
Dryer, drum and rotatory	sq. ft.	0.45
Dust collector, cyclone	cfm	0.80
Dust collector, cloth filter	cfm	0.68
Dust collector, predipitator	cfm	0.75
Evaporator, forced circulation	sq. ft.	0.70
Evaporator, vertical and horizontal tube	sq. ft.	0.53
Fan	Hp	0.66
Filter, plate and press	sq. ft.	0.58
Filter, pressure leaf	sq. ft.	0.55
Heat exchanger, fixed tube	sq. ft.	0.62
Heat exchanger, U-tube	sq. ft.	0.53
Mill, ball and roller	ton/hr	0.65
Mill, hammer	ton/hr	0.85
Pump, centrifugal carbon steel	Hp	0.67
Pump, centrifugal stainless steel	Hp	0.70
Tanks and vessels, pressure, carbon steel	gallons	0.60
Tanks and vessels, horizontal, carbon steel	gallons	0.50
Tanks and vessels, stainless steel	gallons	0.68

#### COSTO DEL COMPRESOR

Para calcular el costo de los compresores se realiza con la siguiente formula.

$$C = 6.49HP^{0.62} \quad \text{K\$} \quad 200 < HP < 30000$$

HP: potencia del compresor en HP

Teniendo en cuenta los límites que condicionan el cálculo del precio del motor. En el caso en que se tenga una potencia mayor se procede a hacer un escalamiento de precio y de igual manera el límite de la potencia máxima con el cual se calcula el costo del compresor se tomara para calcular el número de compresores que se necesitaran. A continuación se puede observar las fórmulas para el cálculo de cada una. [29]

$$\$REAL = \$BASE \left\{ \frac{P_{real}}{P_{base}} \right\}^n \quad [29]$$

$P_{real}$  = potencia mayor a los limites

$P_{base}$  = potencia limite

$n$  = factor que depende del equipo a evaluar el costo

$$\# \text{ Compresores} = \frac{P_{real}}{P_{base}}$$

#### 4.1.2. $C_{in}$ = Costos de instalación y comisión

El siguiente concepto de estimación se empleara para hacer el cálculo del costo de instalación para una unidad o equipo.

$$(\text{Costo de instalación}) = A \times (\text{costo del equipo}) + B$$

El factor A corresponde a todos los accesorios necesarios para cada paquete del equipo, tales como la cimentación, obras civiles, tuberías y estructuras de acero adicionales. Este factor por lo general varía entre 1,3 y 2,5 veces el costo del equipo, por tanto tomamos un factor de costo de instalación de 1,5, dado que la complejidad de este proyecto no es elevada. [30] [31]

Por otra parte el factor B se estima en USD y se asigna a todos los auxiliares y accesorios necesarios para cada unidad de bomba, tales como tubería de la unidad, utilidades de la unidad, sistemas de protección, unidad de pozo / drenaje, instalaciones eléctricas de la unidad, equipo de seguridad. Para el cálculo en este proyecto no se tendrá en cuenta este factor B ya que no se cuenta con la información necesaria para asignar un valor [30] [31].

#### 4.1.3. $C_e$ = Costos de energía

El cálculo del costo de la energía fue estimado con un análisis que se realizó dentro del semillero de DEMANDA ENERGÉTICA EN CONVENIO CON ECOPEPETROL el cual se titula (***Proyección del precio de la energía eléctrica en Colombia a 2030***), donde, se plantean dos modelos diferentes uno estadístico y otro econométrico en la proyección del precio de la energía.

En este trabajo se tiene en cuenta el modelo econométrico ya que emplea más variables influyentes en el precio de la energía eléctrica en Colombia. El objetivo de este modelo es describir el comportamiento del precio de generación que la empresa pagaría por (kwh) para alimentar sus sistemas de recobro, definido a partir del comportamiento de variables ambientales y macroeconómicas del país.

Por lo tanto, antes de hallar las proyecciones a 2030 de la variable de estudio, se procede a evaluar la exactitud del modelo aplicándolo en retrospectiva, es decir, proyectar el precio de la energía eléctrica en la serie de tiempo, con los datos de las variables independientes y comparándolo con lo realmente sucedido. Las variables que interviene en dicha proyección son Pluviosidad, Precipitación, Producto Interno Bruto (PIB), Población (POB), Índice de Precios al Consumidor (IPC) Índice de Precios al Productor (IPP), Desempleo (DES), Tasa Representativa Del Mercado (TRM) las cuales tiene un impacto significativo a la hora de proyectar el precio de la energía en un escenario hacia 2030. [32]

De las proyecciones obtenidas con base en los datos históricos se obtienen las siguientes gráficas con el fin de comparar el comportamiento de la variable precio en ambos modelos, tanto anual como trimestralmente.

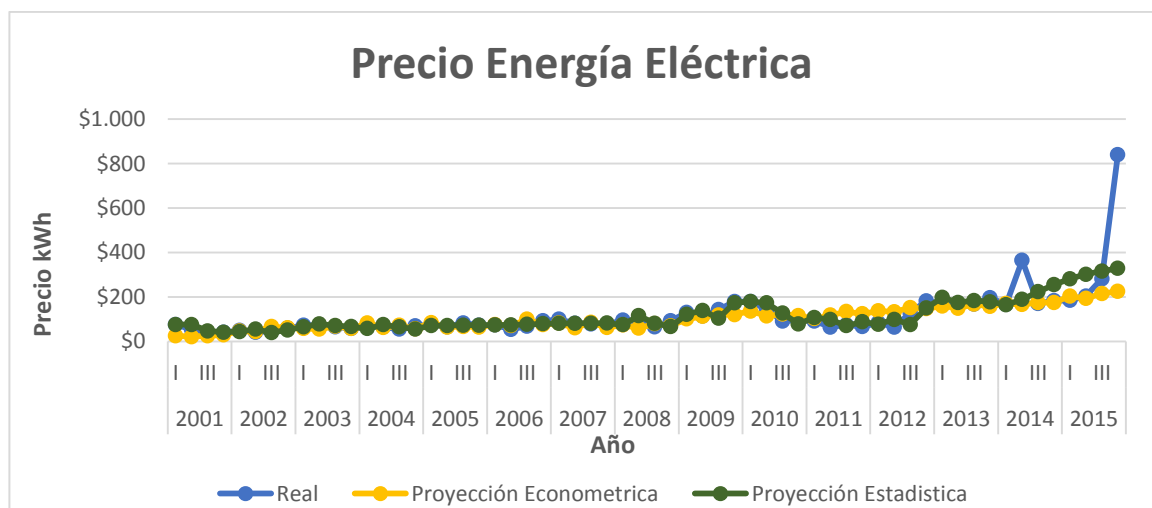


Figura 19 comparación modelo trimestral (2001-2015) [32]

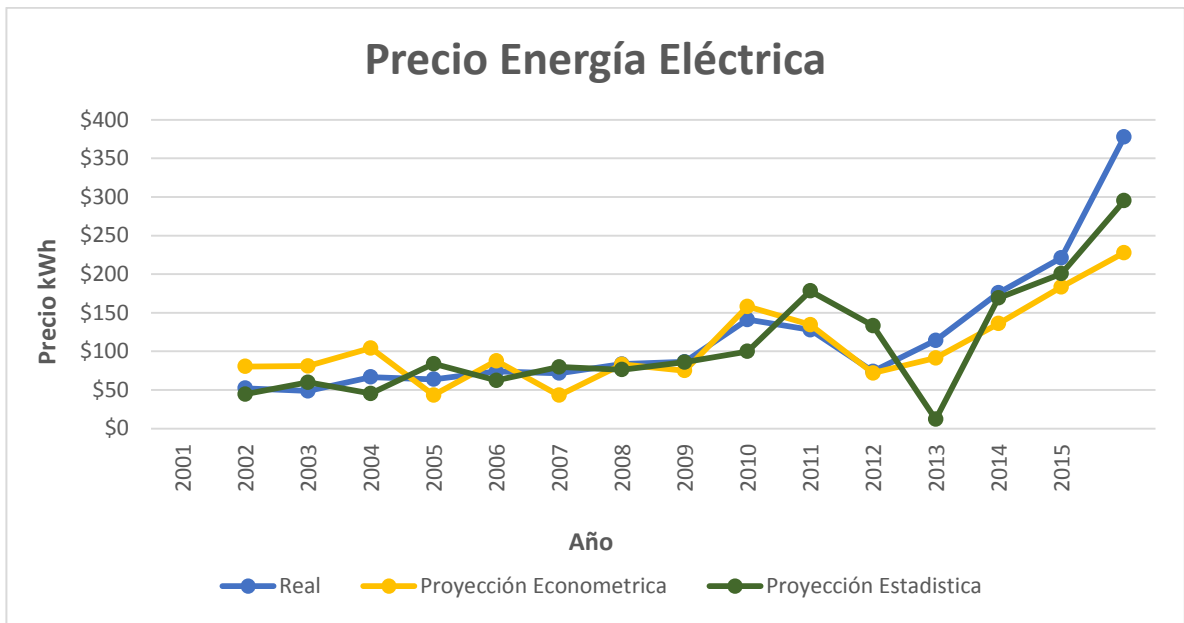


Figura 20 comparación modelos anuales (2001-2015) [32]

Una vez se obtiene la base de datos inicial, se procede a aplicar los modelos mencionados para proyectar estas variables independientes que alimentaran el modelo econométrico que se enfoca en pronosticar el precio de la energía eléctrica en el mercado colombiano desde 2016 hasta 2030.

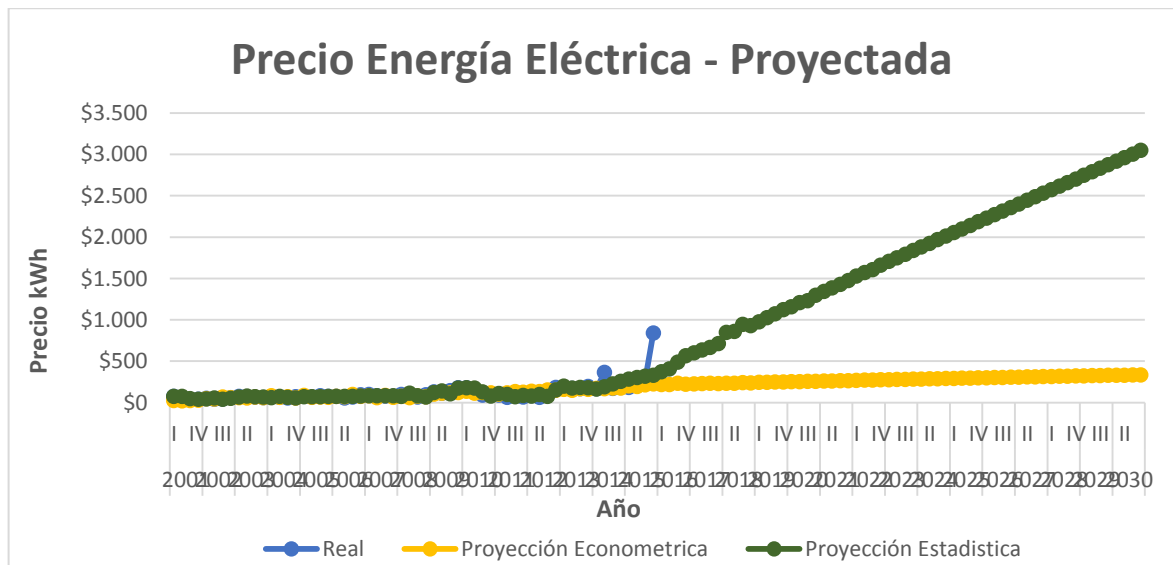


Figura 21 comparación modelos trimestrales (2016-2030) [32]

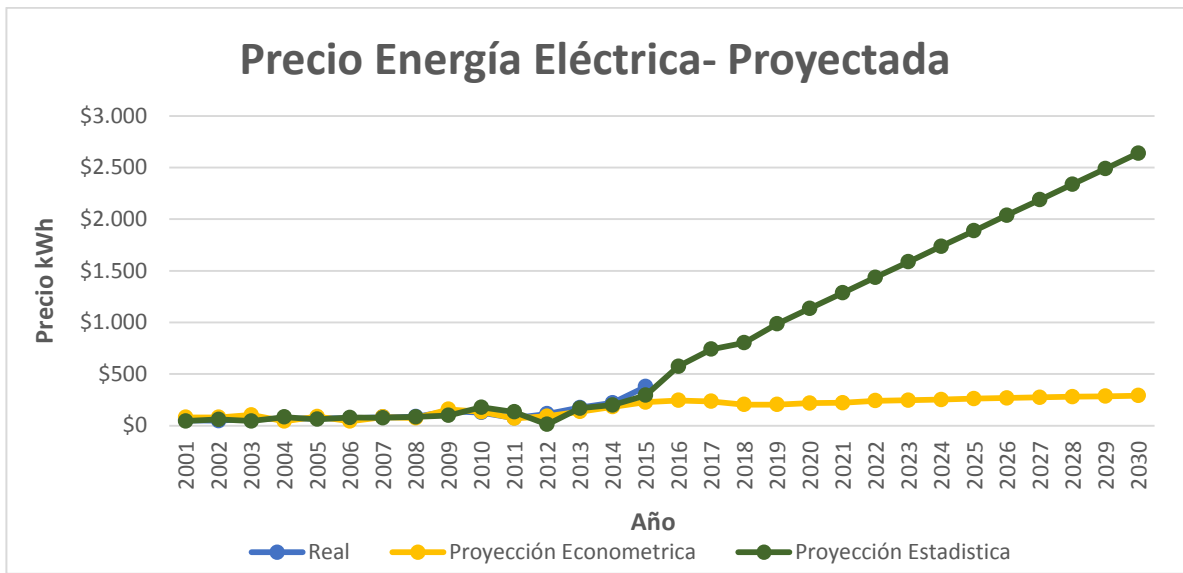


Figura 22 comparación modelos anuales (2016-2030) [32]

Al obtener las proyecciones base del comportamiento del precio de la energía eléctrica en el mercado colombiano, se procede a generar seis diferentes escenarios, que se establecen de acuerdo a una de los principales factores que construye el precio de dicha energía, y es la oferta o generación, debido a que este factor económico gira en torno a un recurso limitado, como lo es la principal fuente de generación eléctrica: el agua. Por lo tanto, se plantean los siguientes escenarios que tienen como punto de referencia la variable ambiental, como lo es la Precipitación acumulada de Bogotá. [32]

Para la generación de estos escenarios, se toma como punto de partida los datos arrojados por la Estimación Lineal de la Precipitación anual acumulada de Bogotá, y revisando un valor que sirva como base en esa serie de tiempo, es decir que a esa base se le suman unos valores aleatorios producto de esa proyección que serán valores fijos en los escenarios. Una vez se obtienen los valores de la Precipitación anual acumulada de Bogotá para cada uno de los escenarios se procede a implementar el modelo econométrico para cada rango, se obtiene como resultado lo reflejado en la tabla 15 y figura 23. [32]



Tabla 15 Escenarios planteados [32]

Resumen de escenario	Valores actuales:	Niño Fuerte	Niño Moderado	Niño Débil	Niña Fuerte	Niña Moderada	Niña Débil
<b>Celdas cambiantes:</b>							
Precipitación Anual Btá Base	850.0	650.0	700.0	750.0	950.0	900.0	850.0
<b>Celdas de resultado:</b>							
2016	241.92	245.68	244.74	243.80	240.04	240.98	241.92
2017	232.15	235.90	234.96	234.03	230.27	231.21	232.15
2018	201.03	204.78	203.84	202.91	199.15	200.09	201.03
2019	200.31	204.07	203.13	202.19	198.43	199.37	200.31
2020	214.06	217.81	216.87	215.94	212.18	213.12	214.06
2021	217.70	221.46	220.52	219.58	215.82	216.76	217.70
2022	237.84	241.59	240.65	239.71	235.96	236.90	237.84
2023	242.77	246.53	245.59	244.65	240.89	241.83	242.77
2024	249.55	253.31	252.37	251.43	247.67	248.61	249.55
2025	257.81	261.57	260.63	259.69	255.93	256.87	257.81
2026	264.49	268.25	267.31	266.37	262.61	263.55	264.49
2027	270.23	273.99	273.05	272.11	268.35	269.29	270.23
2028	276.80	280.56	279.62	278.68	274.92	275.86	276.80
2029	281.88	285.64	284.70	283.76	280.00	280.94	281.88
2030	287.66	291.42	290.48	289.54	285.78	286.72	287.66

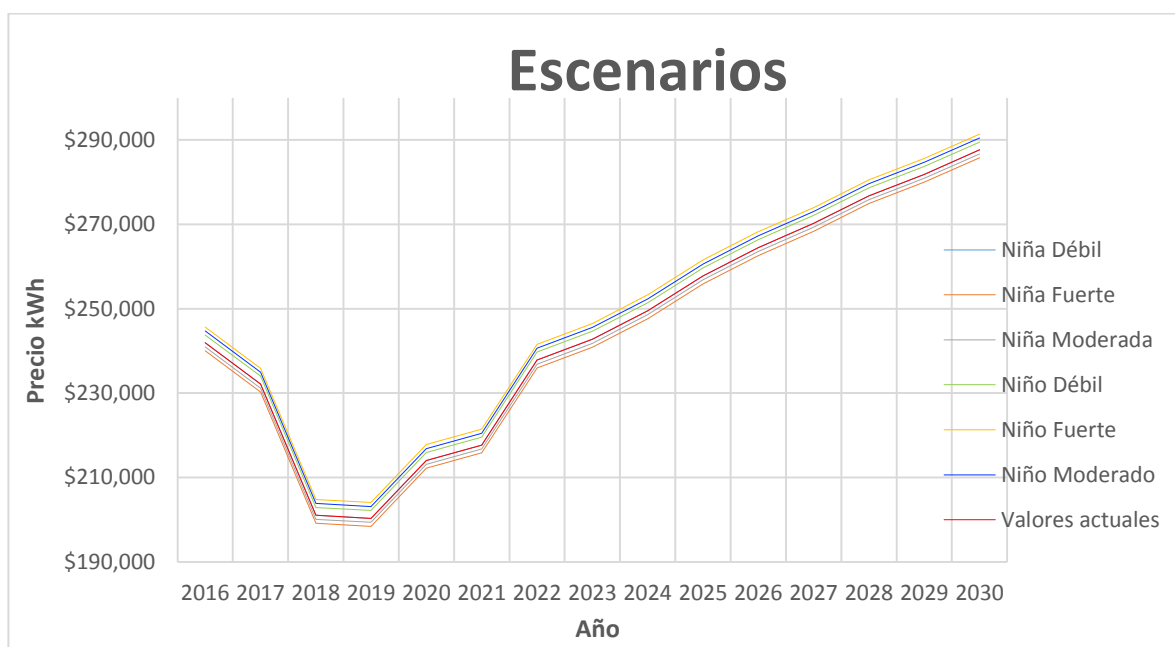


Figura 23 Escenarios con fenómeno del niño y la niña [32]

Teniendo en cuenta estos escenarios se procede a tomar el valor anual del costo de la energía eléctrica proyectado con el modelo econométrico en un escenario donde el fenómeno del niño es fuerte, valor que se tomara para el análisis del costo de ciclo de vida de los activos.

Tabla 16 Proyección costo de energía eléctrica en Colombia (fenómeno del niño fuerte). [32]

Año	Precio Energía Eléctrica Proyectada Econ.	Precio Energía Eléctrica Proyectada Est.
2001	80.38	44.53
2002	80.96	59.84
2003	104.20	45.33
2004	43.29	84.00
2005	87.70	62.35
2006	43.14	79.87
2007	83.04	76.31
2008	75.02	86.00
2009	158.23	99.90
2010	134.48	178.23
2011	71.96	133.30
2012	91.47	12.10
2013	135.87	169.22
2014	183.51	200.52
2015	227.71	295.04
2016	245.68	574.35
2017	235.90	741.39
2018	204.78	802.25
2019	204.07	986.25
2020	217.81	1,136.54
2021	221.46	1,286.83
2022	241.59	1,437.12
2023	246.53	1,587.41
2024	253.31	1,737.71
2025	261.57	1,888.00
2026	268.25	2,038.29
2027	273.99	2,188.58
2028	280.56	2,338.87
2029	285.64	2,489.16
2030	291.42	2,639.45

- El modelo econométrico realizado permite apreciar que los valores proyectados del precio de la energía eléctrica presentan menor margen de error que el método estadístico seleccionado previamente, lo cual refleja que se obtiene un modelo con mayor exactitud al tener en cuenta para la proyección más variables que, dependiendo de su comportamiento, definen la fluctuación del precio para un periodo determinado (Precipitación, PIB, IPP, IPC, POB, DES y TRM).

#### 4.1.4. $C_o$ = Costos de operación (costo del consumo energético de los equipos)

En la evaluación de los costos de operación de este proyecto no se tuvo en cuenta los costos anuales fijos que se originen por los empleados, operadores de

equipos, etc, únicamente se tendrán en cuenta los costos de operación asociados al consumo de energía eléctrica que se determinan de la siguiente forma [31]:

$$C_o = C_{EE} = P_b h_{fD} D_{fa} C_{kw-h} n_b$$

- $C_o$  costo de operación
- $C_{EE}$  costo de la energía eléctrica
- $P_b$  potencia demandada por el equipo
- $h_{fD}$  horas de funcionamiento por día
- $D_{fa}$  días de funcionamiento al mes
- $C_{kw-h}$  costo del kW hora
- $n_b$  eficiencia

#### 4.1.5 $C_m$ = Costos de mantenimiento

Teniendo en cuenta los mantenimientos que se le deben hacer a los equipos de bombeo (conjunto bomba-motor o compresor) y partiendo que por lo general estos costos son entregados por la casa o proveedor del equipo, se tomara un valor promedio rudo del costo de mantenimiento anual que es de un 7% del costo capital de la planta (adquisición del equipo + Instalación). Este porcentaje puede variar de un 2 al 15%, dependiendo de la severidad de la operación de la planta. [31] [37] [38].

Por otra parte la vida útil de los equipos de bombeo (bombas y compresores) para este caso se reduce de 10 a 5 años ya que se tendrán en campo operando de manera ininterrumpida, es por esto que se hace necesario además de los mantenimientos preventivos y correctivos agregara un valor de (overhauling o reposición) el cual se aplicará cada 5 años dependiendo de la entrada o salida de equipo por año, y a su vez tendrá un valor igual a la (adquisición del equipo + Instalación).

Tabla 17 relación precios del equipo vs costo de mantenimiento [37]

Tipo	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
Costo de la bomba	3300	3400	3600	3700	6800	6900	7500	8000	13900	14150	14800	15200
Costo del mantenimiento	500	500	500	500	700	700	700	700	1050	1050	1050	1050
% Relación cost bom vs cost mant	15.1515152	14.7058824	13.8888889	13.5135135	10.2941176	10.1449275	9.33333333	8.75	7.55395683	7.4204947	7.09459459	6.90789474

Precio	3000 - 4000	6000- 8000	13000- 15000	15000 - adelante
%	14%	10%	7%	7%

#### 4.1.6 $C_p$ = Costos por paro del equipo

En este trabajo no se tendrá en cuenta este costo ya que el enfoque que se le dio son los costos incurridos en el tiempo de inactividad del equipo. Es por esto que se garantizará la implementación de equipos de respaldo que me permitan constantemente operar en caso de una falla de alguno de ellos, asegurando que la inyección de fluido sea constante y gracias a esto no habrá alguna pérdida o parada de la inyección en el tiempo estimado.

Para el cálculo de los equipos de respaldo se tomará una referencia de un proyecto realizado en el campo castilla II de “reinyección de agua de producción de una estación de bombeo de crudo a un pozo disposal enfocado al área de automatización”, donde se muestra que después de haber obtenido las bombas que se necesitan en un determinado proceso, relacionan un factor de 1.25 por los equipos requeridos para el bombeo. [40]

Equipo de respaldo = 1.25 \* equipos requeridos

#### 4.1.7 $C_{ma}$ = Costos por medio ambiente

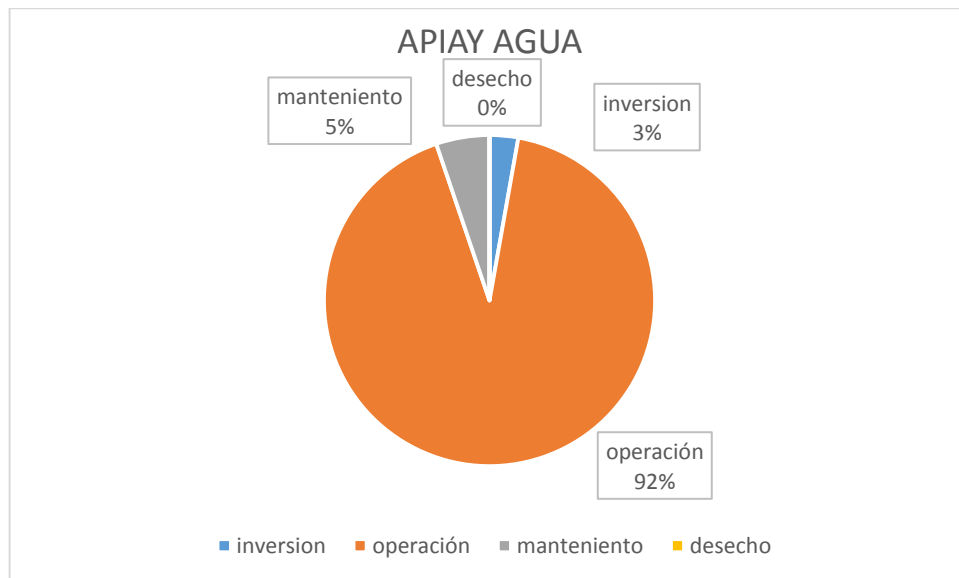
Para este trabajo no se tendrán en cuenta este ítem ya que no se cuenta con la información necesaria para desarrollar los costos incurridos por medio ambiente, los equipos y fluidos manejados en el sistema no acarrear grandes contaminantes al entorno.

#### **4.1.8 $C_d$ = Costos por desecho del equipo obsoleto.**

Por otro lado en nuestro proyecto, para calcular el costo por desecho del equipo obsoleto se tomara un valor de 4% sobre el valor inicial del equipo, el cual es basado en históricos y algunos análisis del costo de ciclo de vida de los activos, este valor puede variar entre un 4% y 10% dependiendo del equipo, el lugar donde se encuentre y de los recursos que se deban necesitar para su retiro. [26]

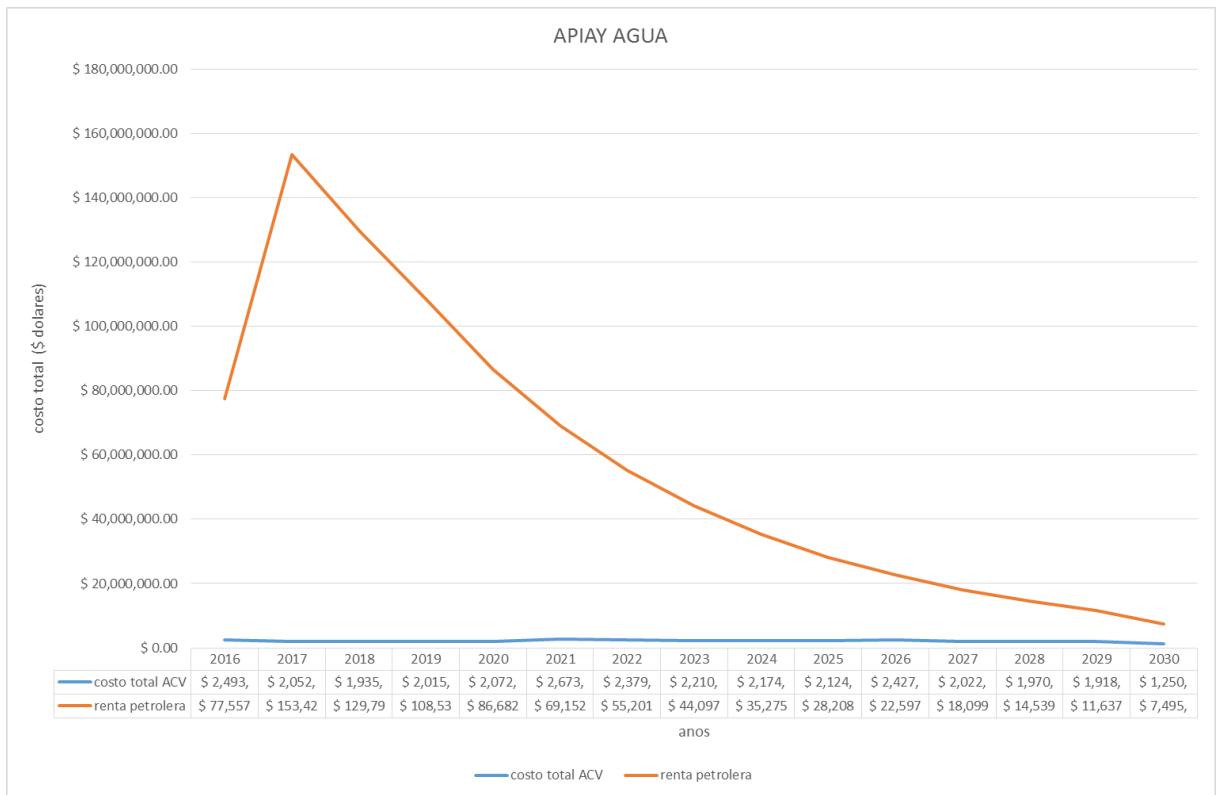
## CAPITULO 5. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del análisis del costo del ciclo de vida de los equipos de mayor consumo energético (bombas-compresores y motores eléctricos). Especificando por año cuales son los costos totales de los equipos desde su compra, instalación, mantenimiento, operación y disposición final. Además, se mostrará una relación del costo de la cantidad de barriles que se recuperan al año con el costo de ciclo de vida de los activos por año y los porcentajes de participación por campo de los componentes que hacen parte del análisis del costo de ciclo de vida de un activo.



*Figura 24 porcentajes de participación ACV en APIAY AGUA*

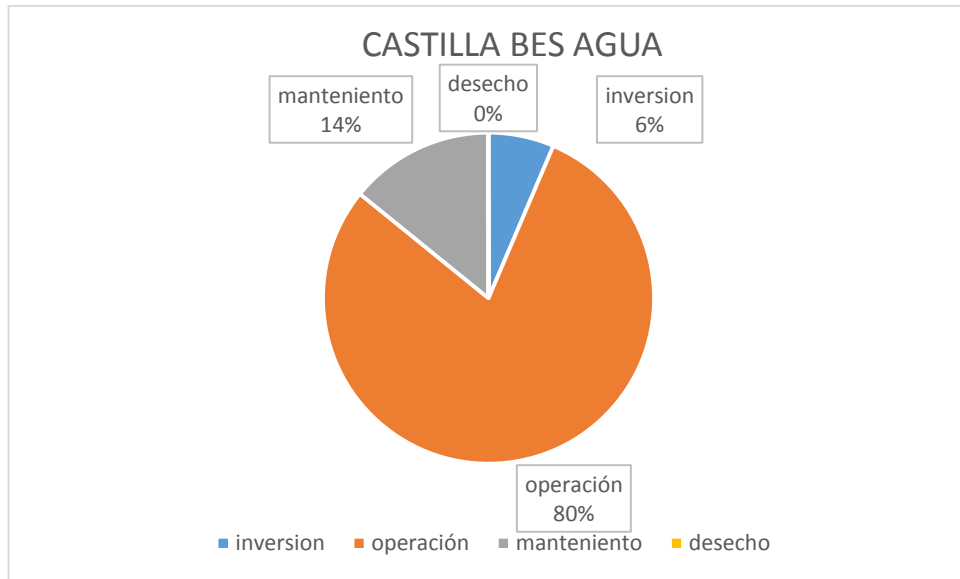
Fuente. Autor



*Figura 25 costo total ACV vs renta petrolera en APIAY AGUA*

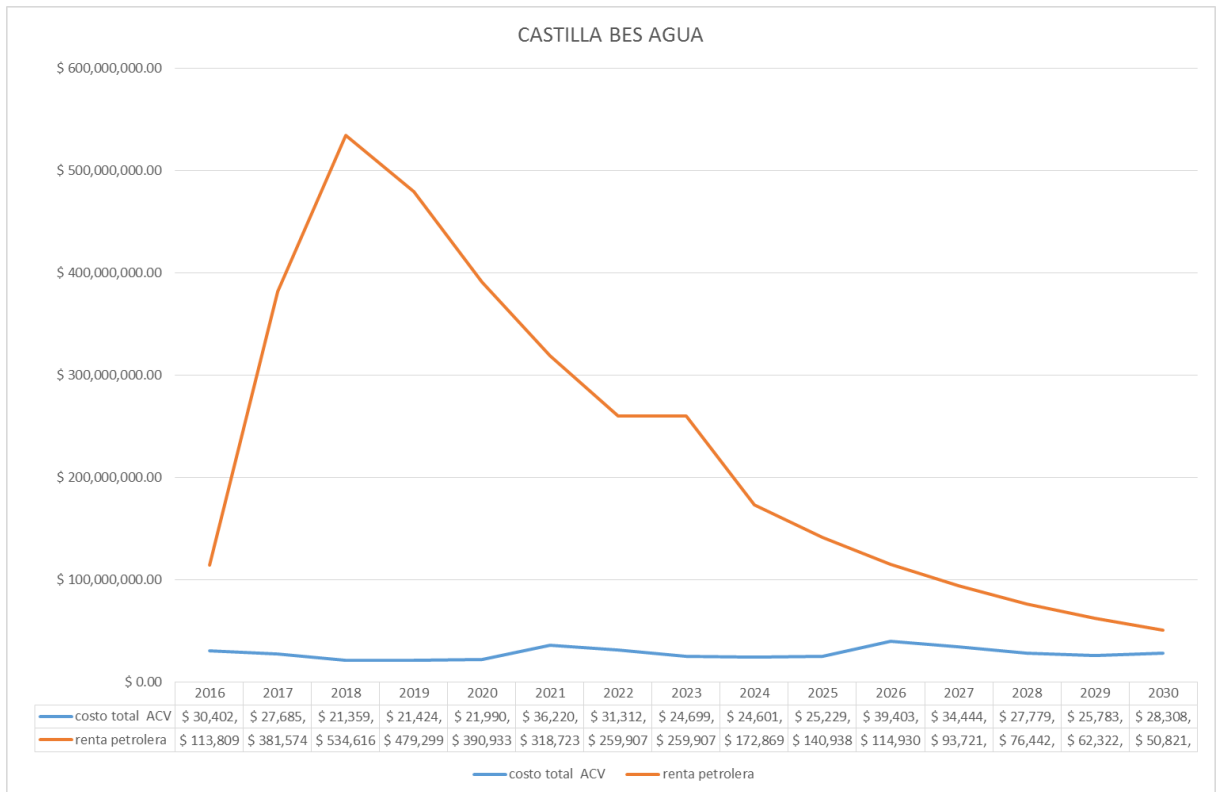
Fuente. Autor

En la figura 24 y 25 podemos observar que en el campo de apiay por recobro con agua los costos de operación predominan. Desde el primer año y a lo largo de la proyección la renta petrolera supera los costos totales del ciclo de vida de los activos asegurando la rentabilidad en este campo y dejando ganancias netas considerables.



**Figura 26 porcentajes de participación ACV en CASTILLA BES AGUA.**

Fuente. Autor

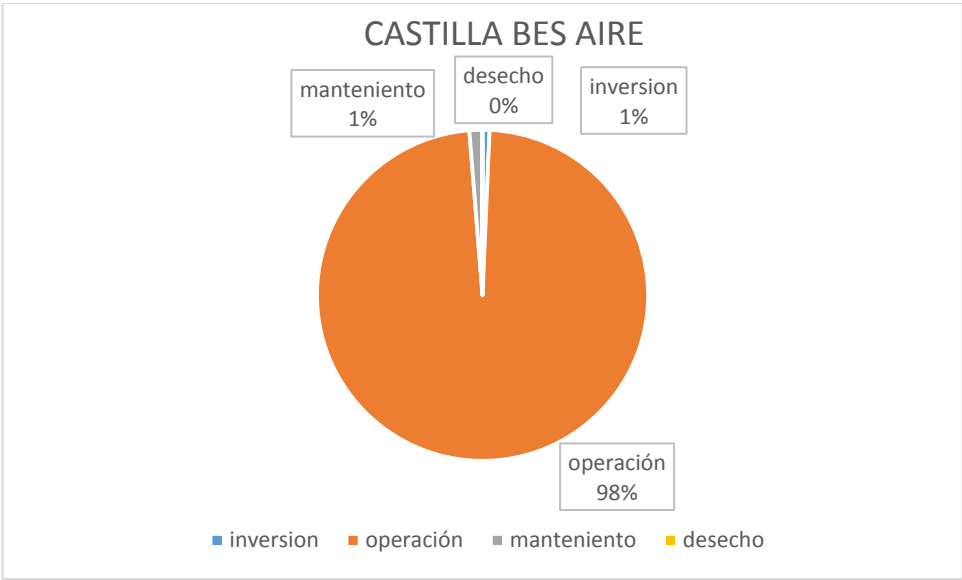


**Figura 27 costo total ACV vs renta petrolera en CASTILLA BES AGUA**

Fuente. Autor

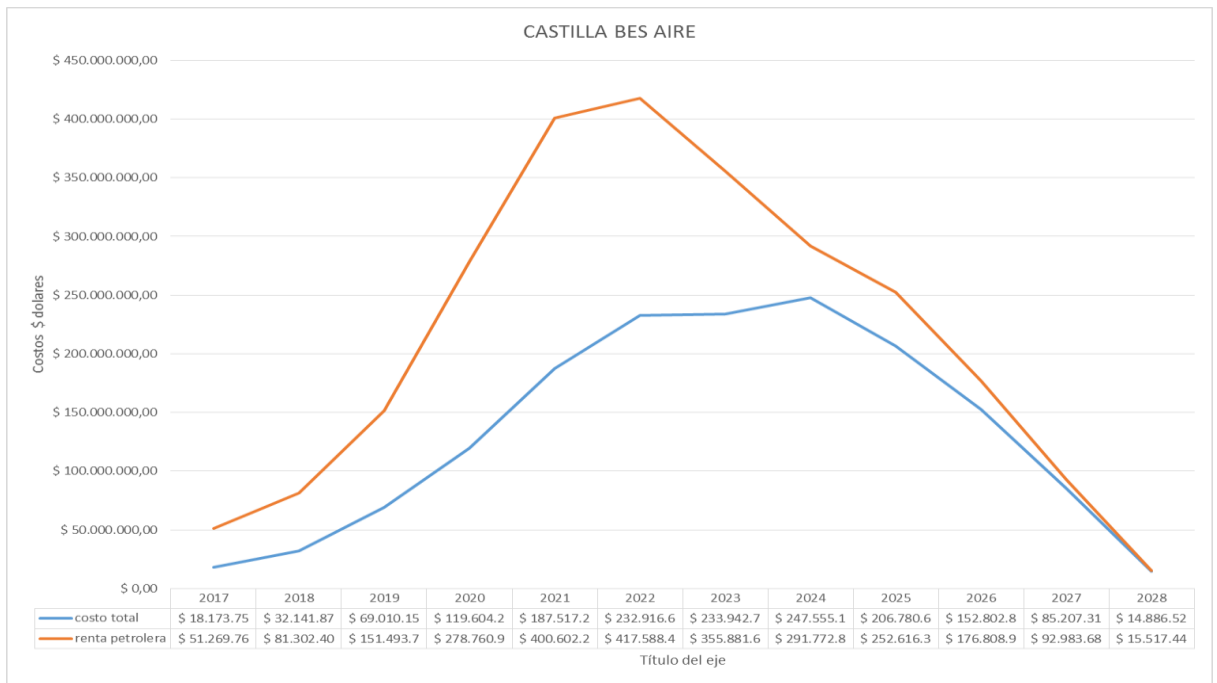


En la figura 26 y 27 podemos observar, que en el campo castilla bes por recobro con agua desde el primer año y a lo largo de la proyección, cada 5 años se ve un aumento considerable en los costos totales debido a la cantidad de equipos de bombeo que se necesitan y la reposición u overhauling. De igual forma las ganancias por la renta petrolera superan los costos totales del ciclo de vida de los activos a pesar de ser el campo de mayor consumo energético, asegurando la rentabilidad en este campo y dejando ganancias netas considerables.



*Figura 28 porcentajes de participación ACV en CASTILLA BES AIRE*

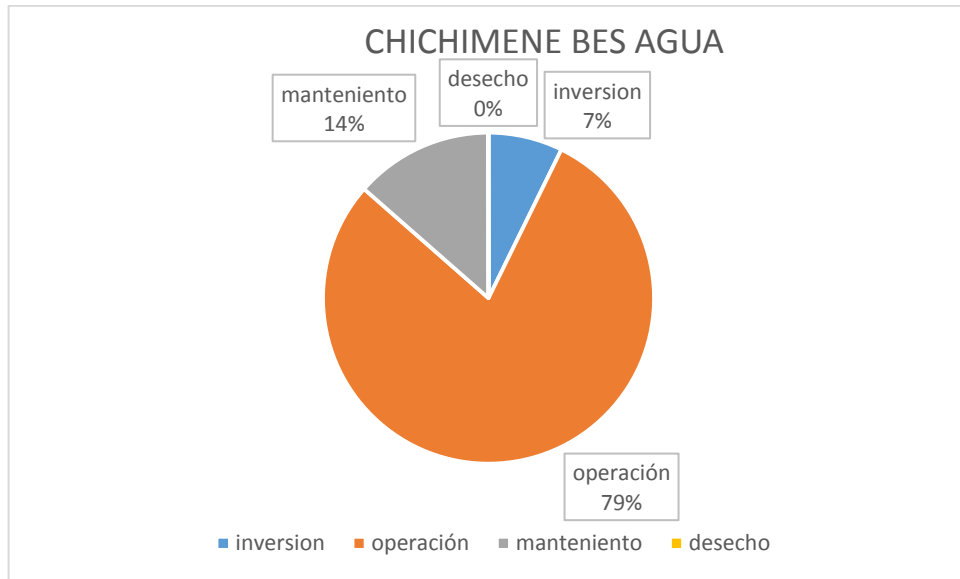
Fuente. Autor



*Figura 29 costo total ACV vs renta petrolera en CASTILLA BES AIRE*

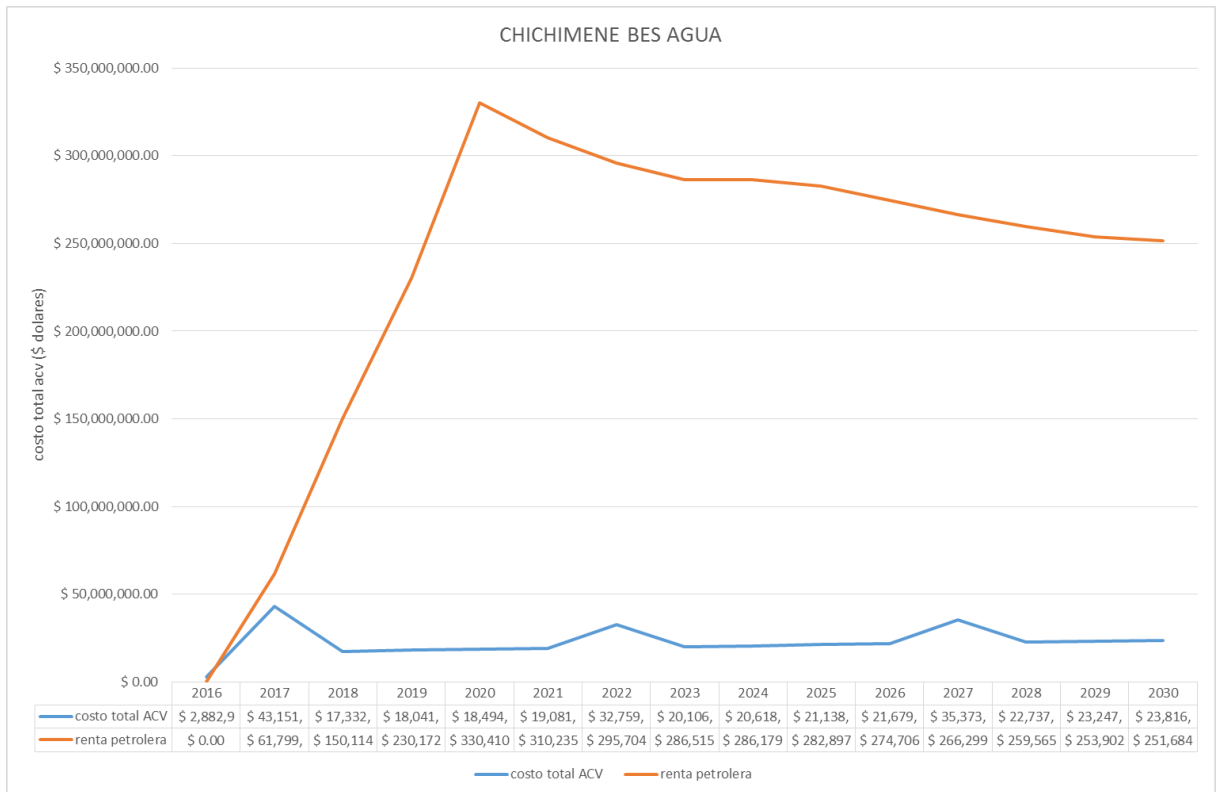
Fuente. Autor

En la figura 28 y 29 podemos observar que en el campo castilla bes por recobro con aire desde el primer año y hasta un poco más de la mitad de la proyección (2025) las ganancias petroleras son considerables y asegurarán una rentabilidad para la empresa, mientras en los últimos tres años sería conveniente evaluar la viabilidad de seguir inyectando aire, ya que las ganancias son muy pocas respecto a los costos totales del ACV.



**Figura 30 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES AGUA**

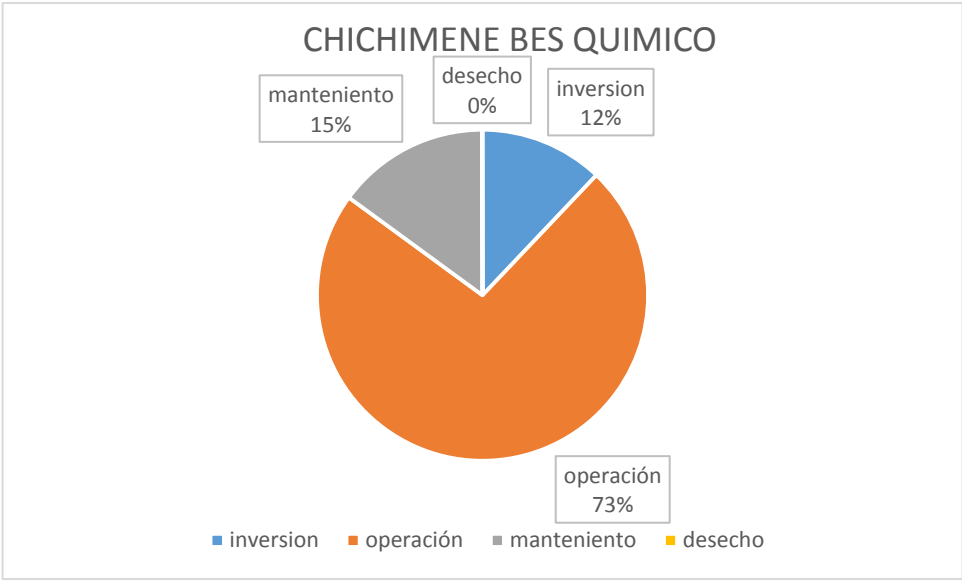
Fuente. Autor



**Figura 31 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES AGUA**

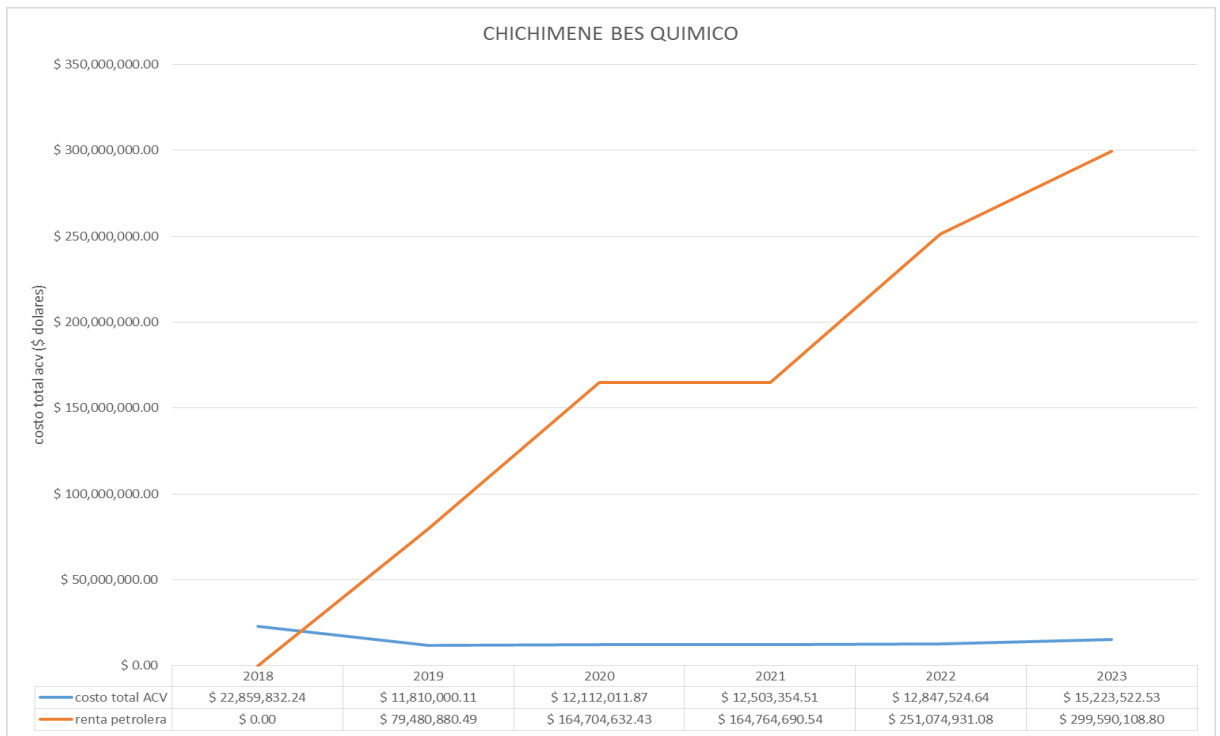
Fuente. Autor

En la figura 30 y 31 podemos observar que en el campo chichimene bes agua desde el primer año a pesar de no tener ganancias petroleras y si realizar una inversión inicial, a lo largo de la proyección se recupera, dejando excelentes entradas por la venta del crudo recuperado.



*Figura 32 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES QUÍMICO*

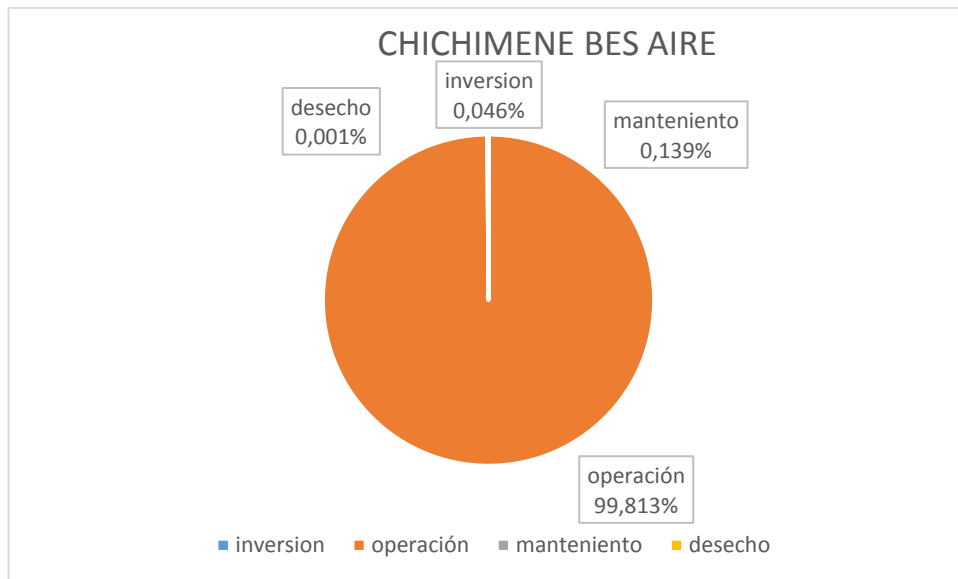
Fuente. Autor



*Figura 33 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES QUÍMICO*

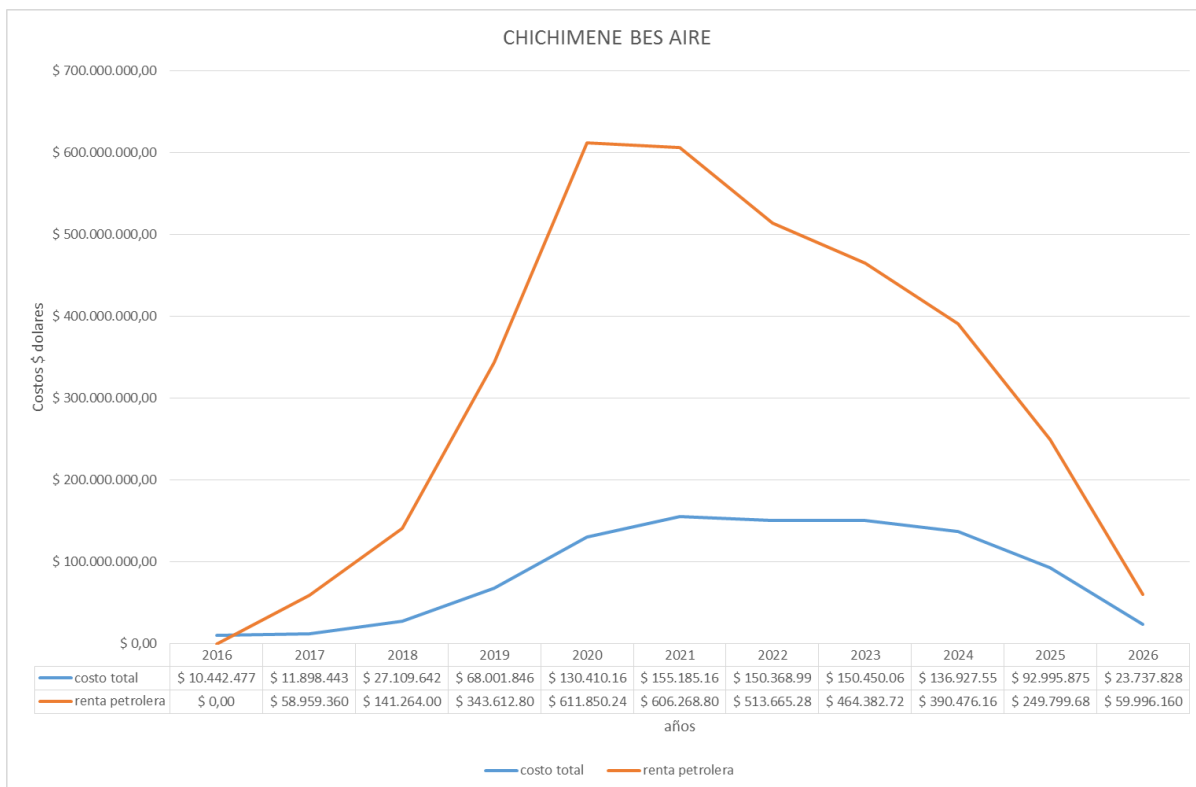
Fuente. Autor

En la figura 32 y 33 podemos observar que en el campo chichimene bes químico desde el primer año a pesar de no tener ganancias petroleras y si realizar una inversión inicial de USD 22.859.832, a lo largo de la proyección se puede observar que la rentabilidad del proyecto con este tipo de recobro es muy viable para la empresa dejándole excelentes entradas por la venta del crudo recuperado.



*Figura 34 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE BES AIRE.*

Fuente. Autor



*Figura 35 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE BES AIRE*

Fuente. Autor

En la figura 34 y 35 podemos observar que en el campo chichimene bes por recobro con aire desde el primer año a pesar de no tener una ganancia petrolera, a lo largo de la proyección las ganancias petroleras son considerables y asegurarán una rentabilidad para la empresa, es importante resaltar que el factor predominante en el costos del ciclo de vida son los costos operacionales ya que en este campo en particular el consumo energético de los compresores es muy alto debido a la gran inyección de aire que se tiene para recuperar el crudo.

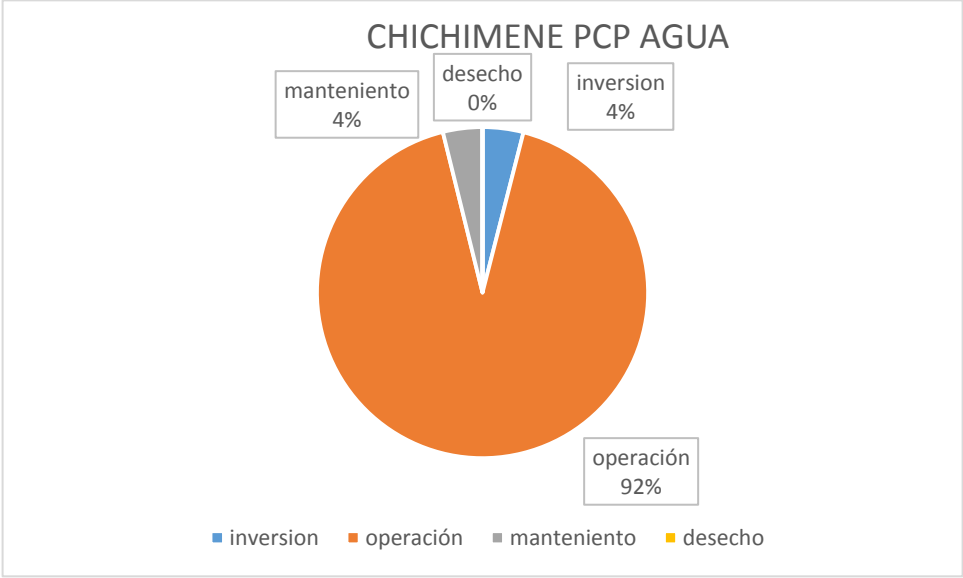
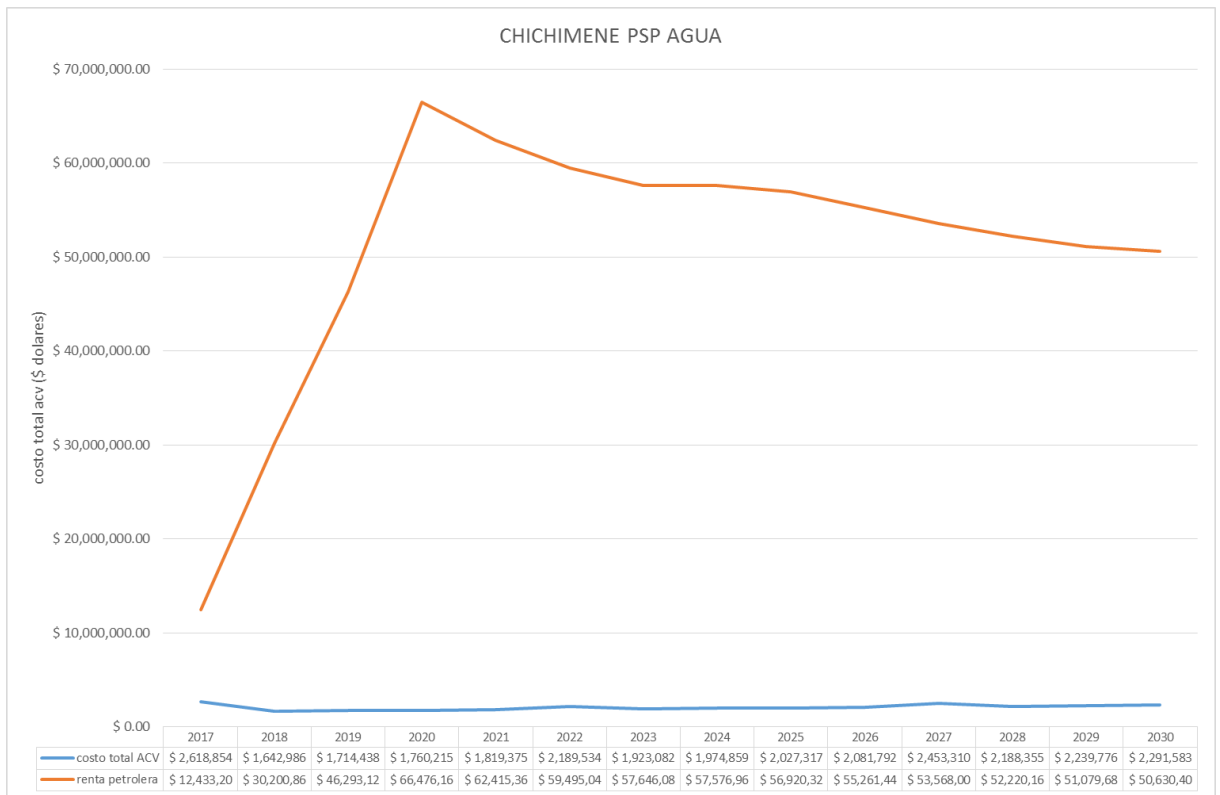


Figura 36 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP AGUA

Fuente. Autor

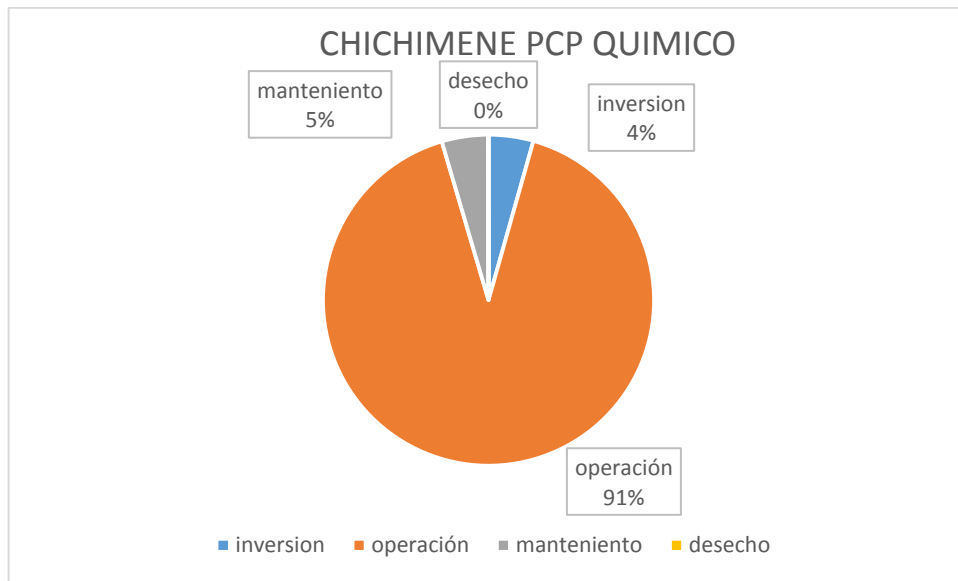


*Figura 37 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP AGUA*

Fuente. Autor

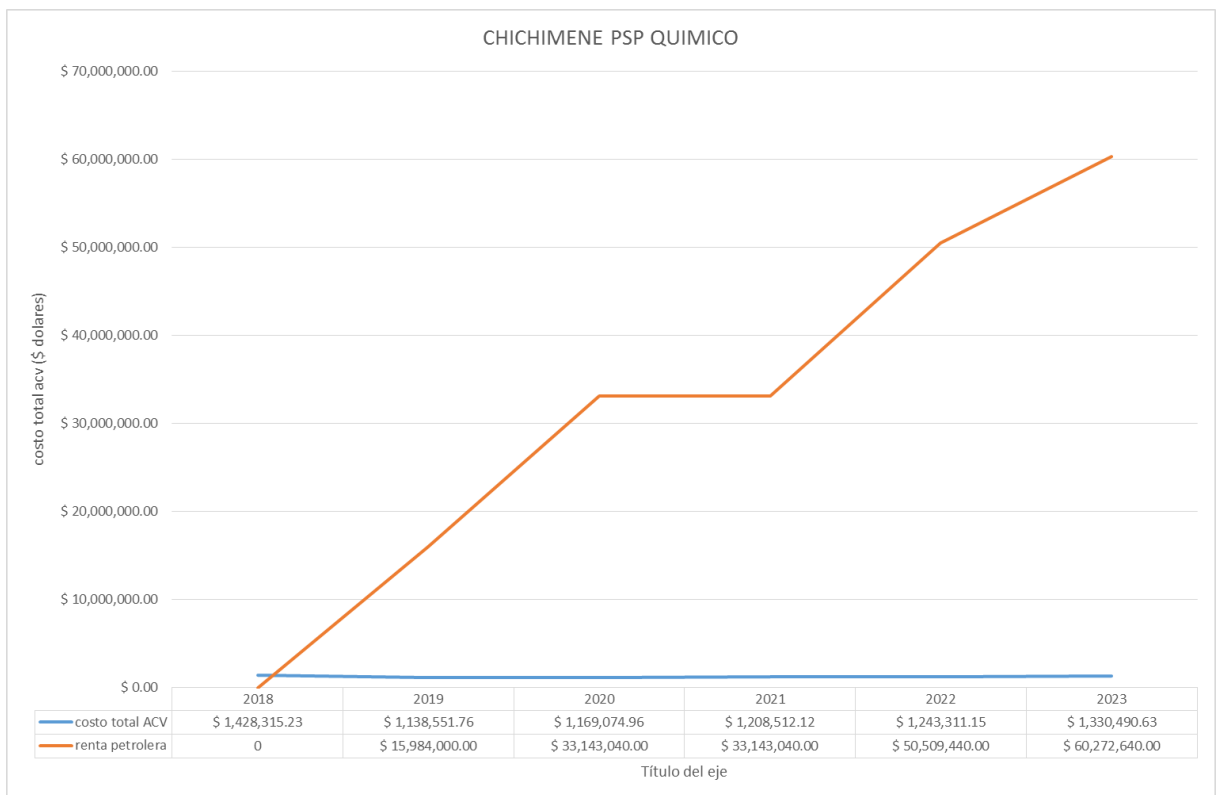
En la figura 36 y 37 podemos observar que en el campo chichimene pcp por recobro con agua desde el primer año y a lo largo de la proyección las ganancias por la renta petrolera supera los costos totales del ciclo de vida de los activos, asegurando la rentabilidad en este campo y dejando ganancias netas considerables.





**Figura 38** porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP QUÍMICO

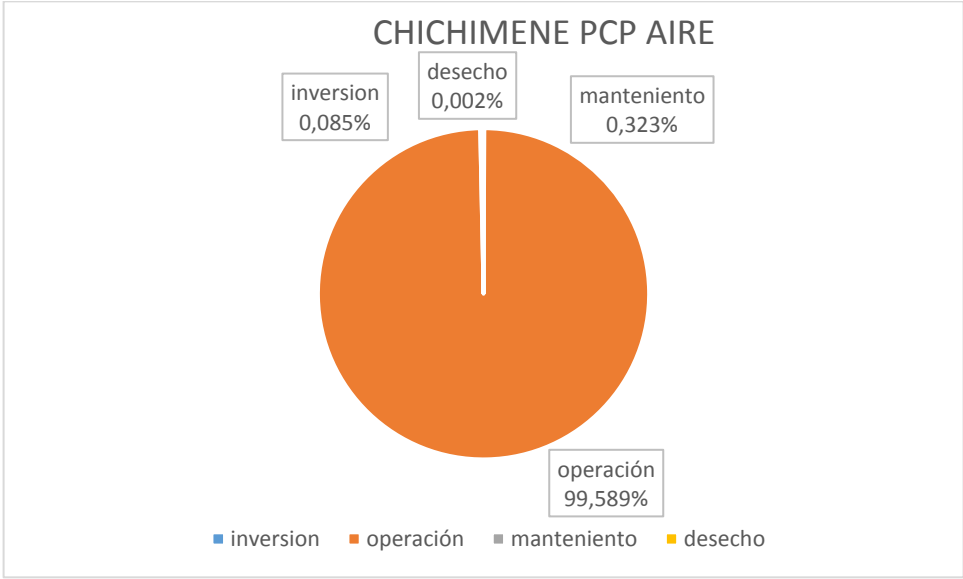
Fuente. Autor



**Figura 39** costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP QUÍMICO

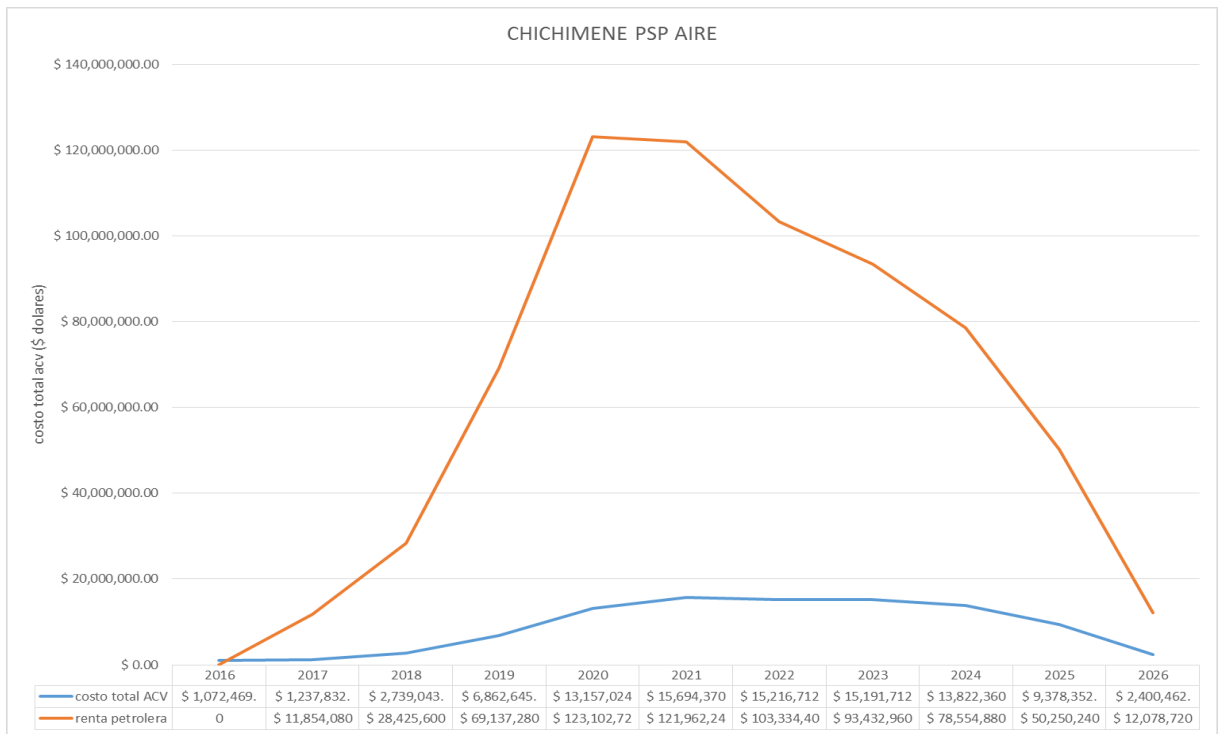
Fuente. Autor

En la figura 38 y 39 podemos observar que en el campo chichimene pcp químico desde el primer año a pesar de no tener ganancias petroleras y si realizar una inversión inicial, en el transcurso de la proyección se puede observar que la rentabilidad del proyecto con este tipo de recobro es muy viable para la empresa dejándole excelentes entradas por la venta del crudo recuperado.



*Figura 40 porcentajes de participación ACV en CHICHIMENE PCP AIRE*

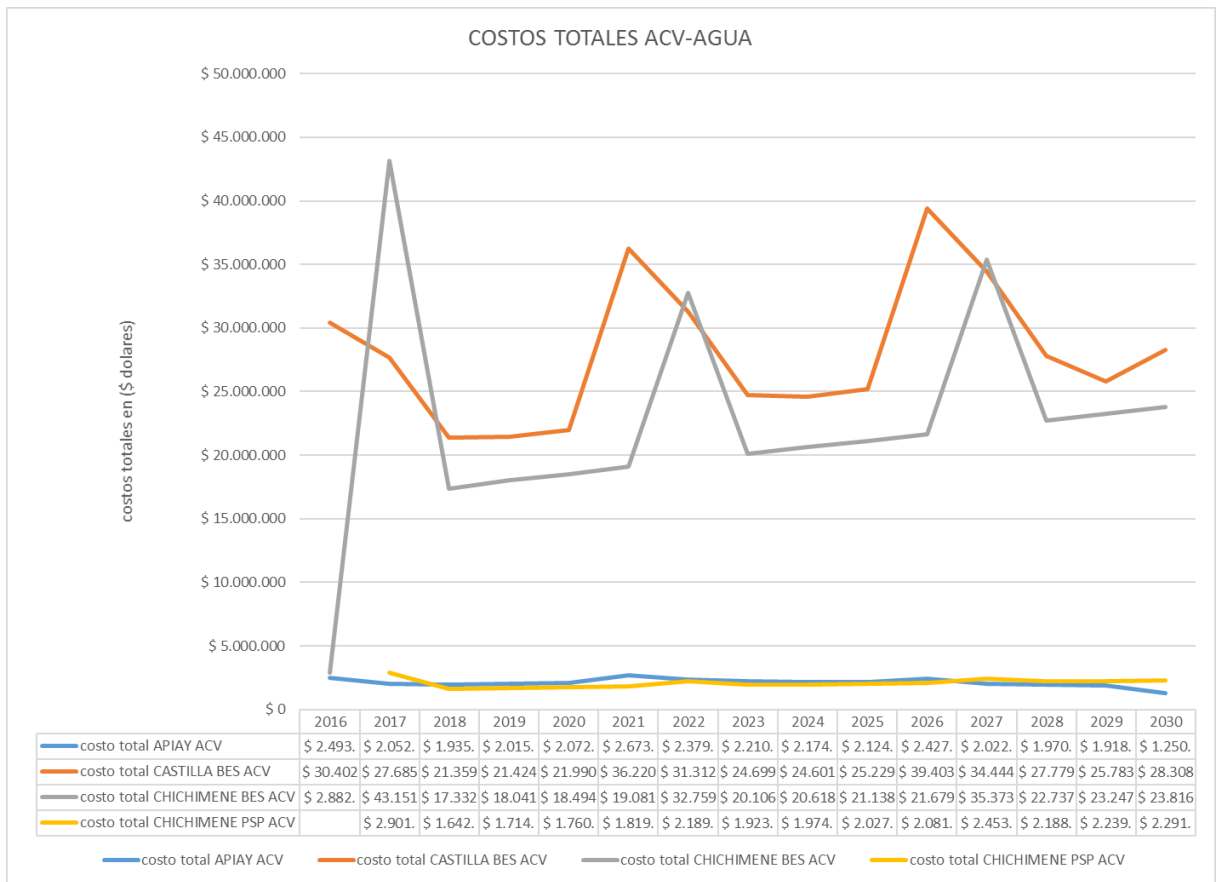
Fuente. Autor



*Figura 41 costo total ACV vs renta petrolera en CHICHIMENE PCP AIRE*

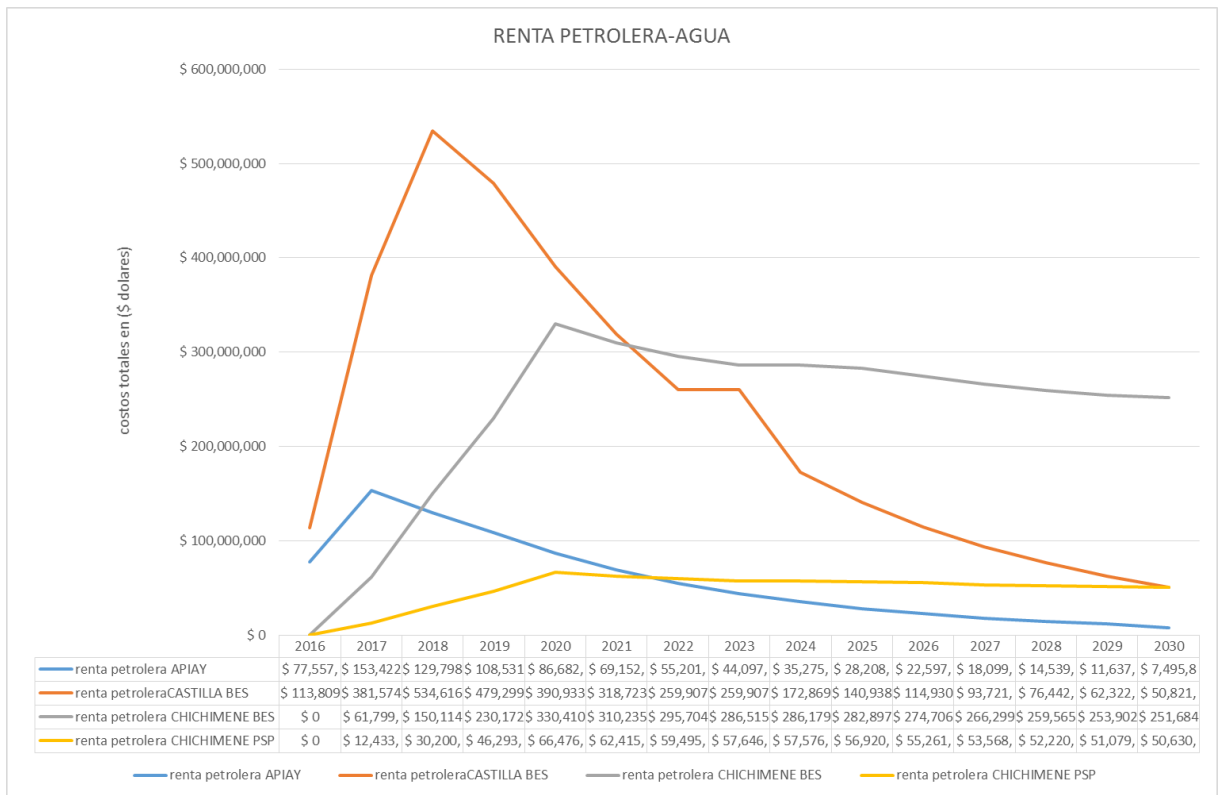
Fuente. Autor

En la figura 40 y 41 podemos observar que en el campo chichimene pcp por recobro con aire desde el primer año a pesar de no tener una ganancia petrolera, a lo largo de la proyección las ganancias petroleras son considerables y aseguran una rentabilidad para la empresa.



*Figura 42 costos totales de ACV en campos por AGUA.*

Fuente. Autor



**Figura 43 renta petrolera en campos por AGUA.**

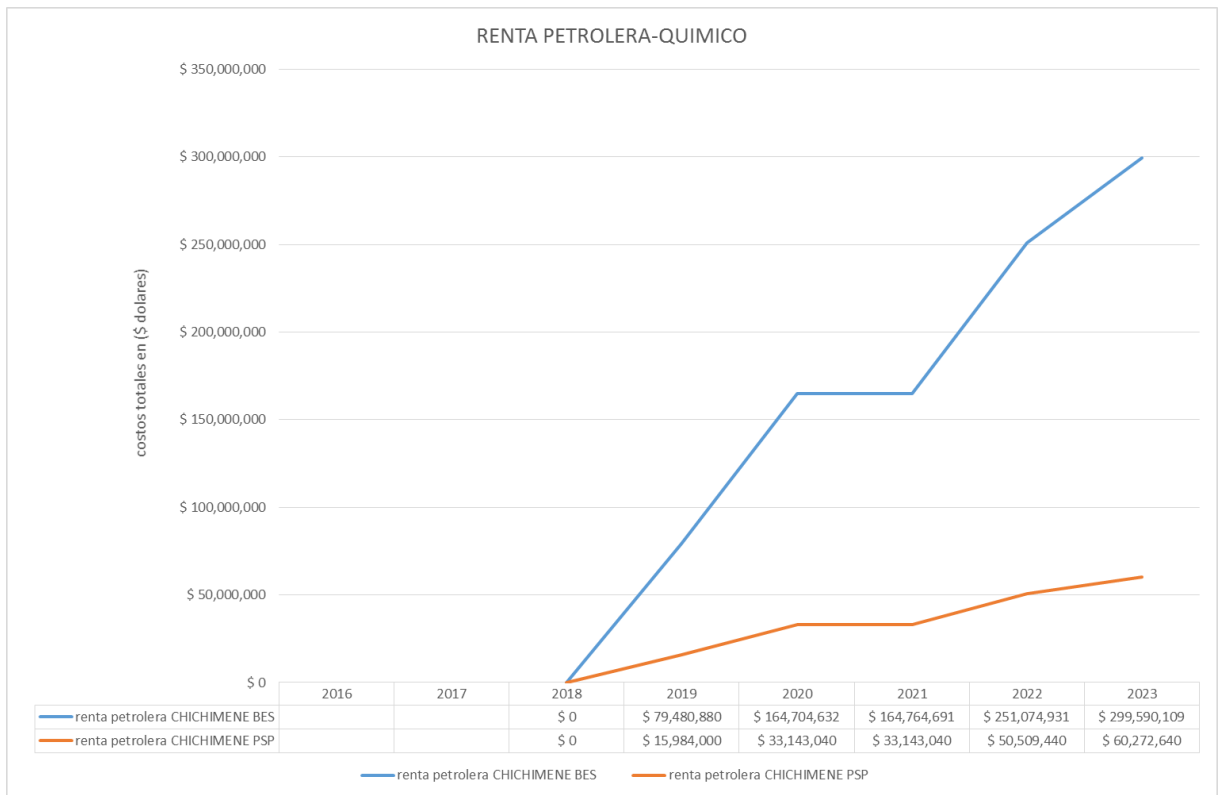
Fuente. Autor

En la figura 42 y 43 podemos observar que el método de recobro mejorado con agua se encuentra presente en los cuatro campos, los campos en donde se requiere un mayor costo total de ciclo de vida de activos son en chichimene bes y castilla bes ya que son los campos de mayor inyección de caudal para extraer la mayor cantidad de crudo, por ende, la cantidad de equipos necesarios y los costos asociados al ciclo de vida son elevados en comparación con los otros dos campos. De igual forma la relación con la renta petrolera se conserva siendo estos dos campos los de mayores ganancias petroleras pasando a los USD 500.000.000 en castilla bes y a los USD 300.000.000 en chichimene bes en un determinado momento de la proyección.



*Figura 44 costos totales de ACV en campos por QUÍMICOS*

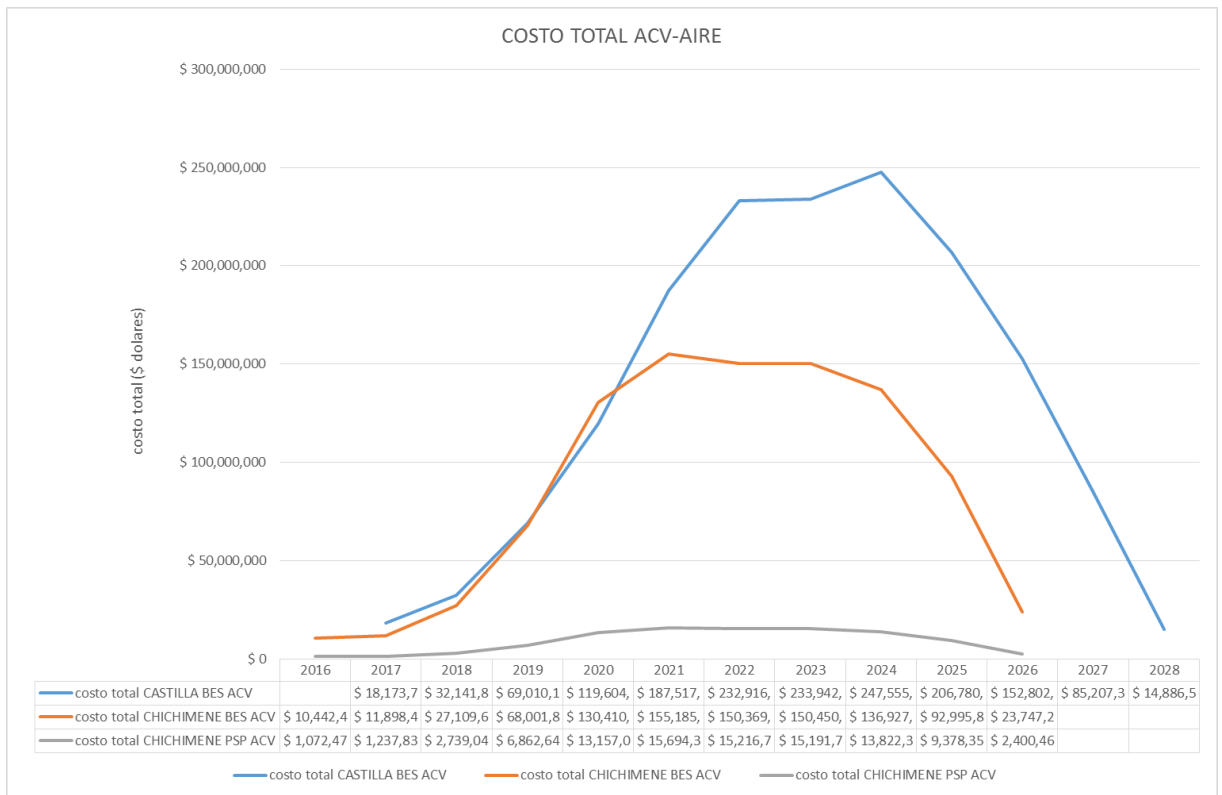
Fuente. Autor



*Figura 45 renta petrolera en campos por QUÍMICOS.*

Fuente. Autor

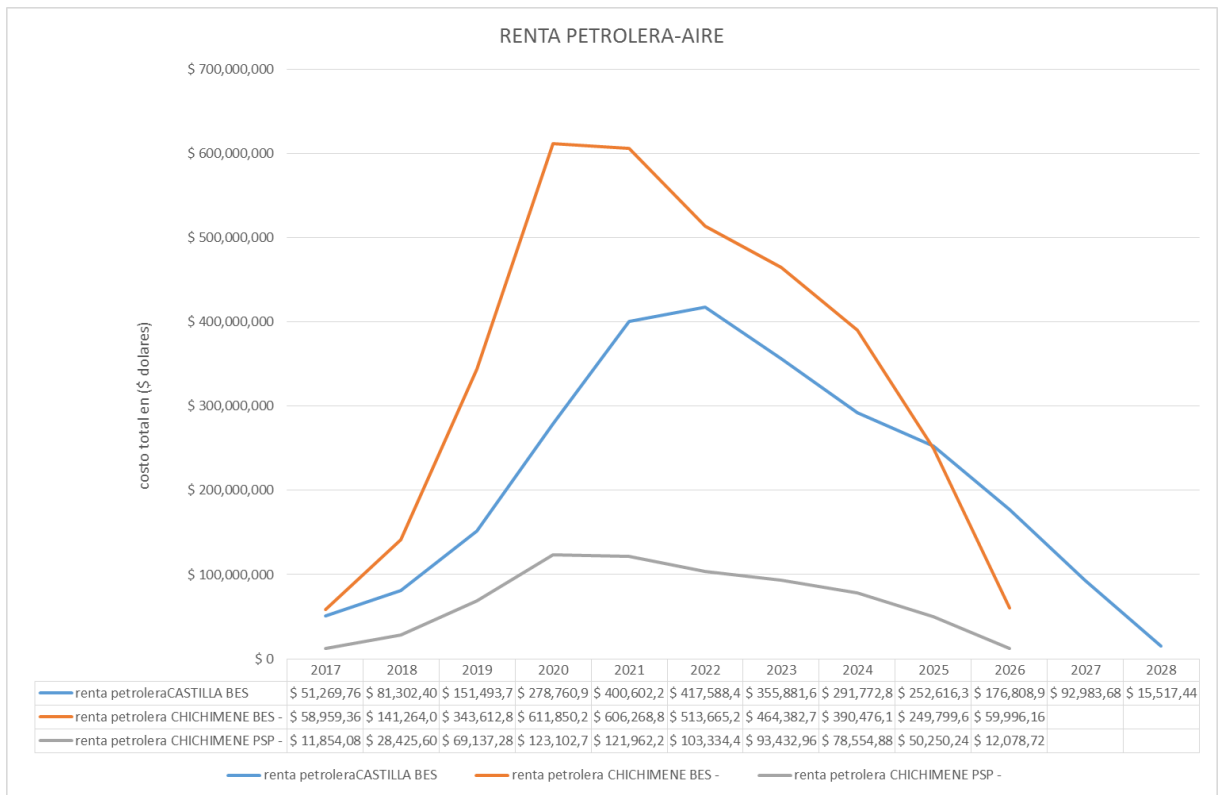
En la figura 44 y 45 podemos observar que el método de recobro mejorado con químicos se encuentra presente en chichimene bes y pcp, la serie de tiempo en la que está presente es menor comparado con los otros recobros ya que es relativamente nuevo y depende de variables claves para su desarrollo, resaltando que los mayores costos y renta petrolera se presentan en chichimene bes.



*Figura 46 costos totales de ACV en campos por AIRE.*

Fuente. Autor

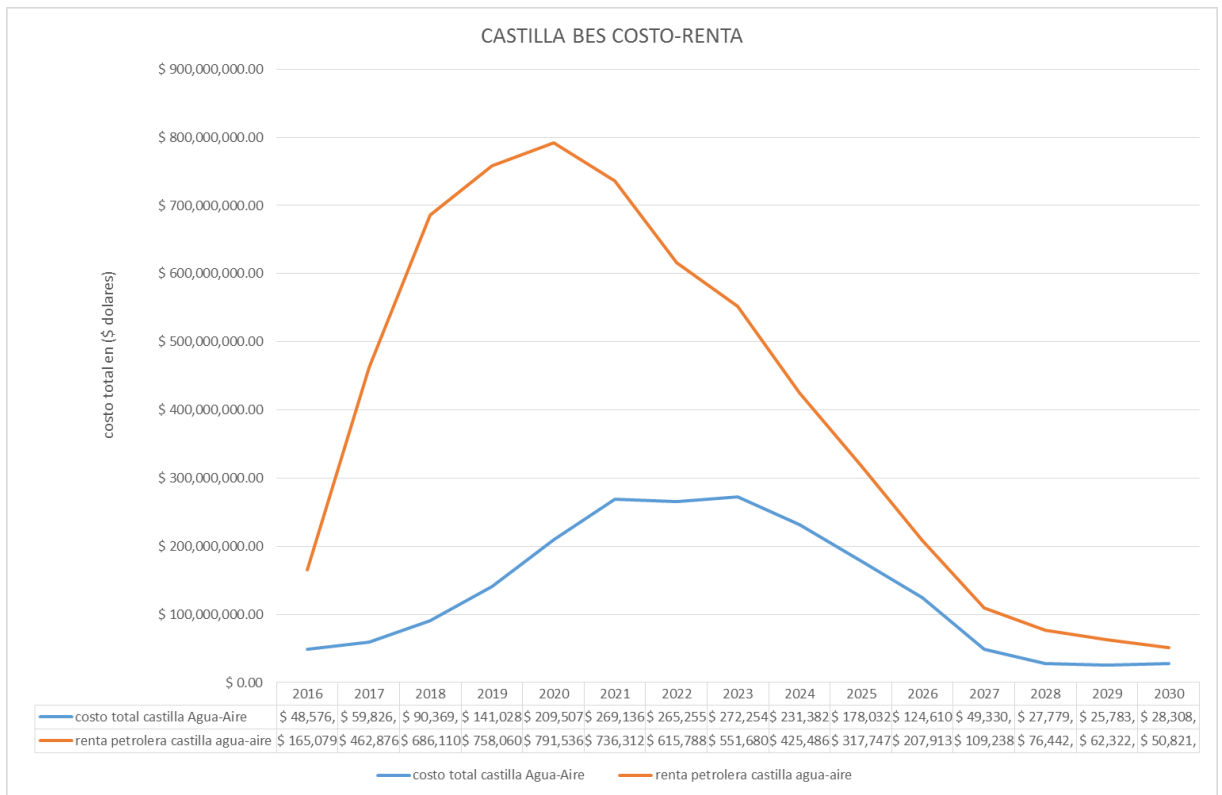




*Figura 47 renta petrolera en campos por AIRE.*

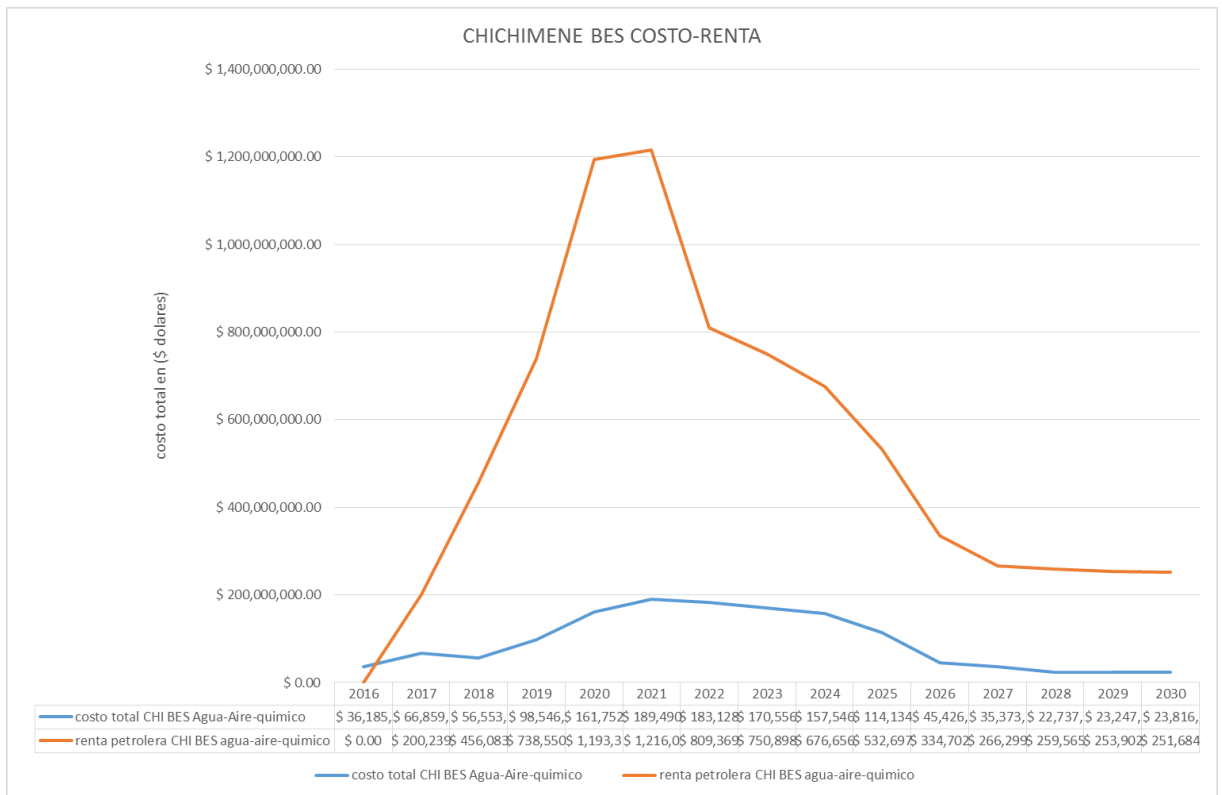
Fuente. Autor

En la figura 46 y 47 podemos observar que el método de recobro con aire no tiene presencia en el campo de apiay, el campo donde se requiere un mayor costo total de ciclo de vida de activos es en castilla bes ya que es uno de los campos de mayor inyección de caudal en aire para recuperación de crudo, por ende, la cantidad de equipos necesarios y los costos asociados al ciclo de vida son elevados en comparación con los otros dos campos. Por otra parte, no se conserva la relación con la renta petrolera ya que el campo donde se obtiene la mayor ganancia petrolera es en chichimene bes llegando casi a los USD 600.000.000 en un determinado momento de la proyección.



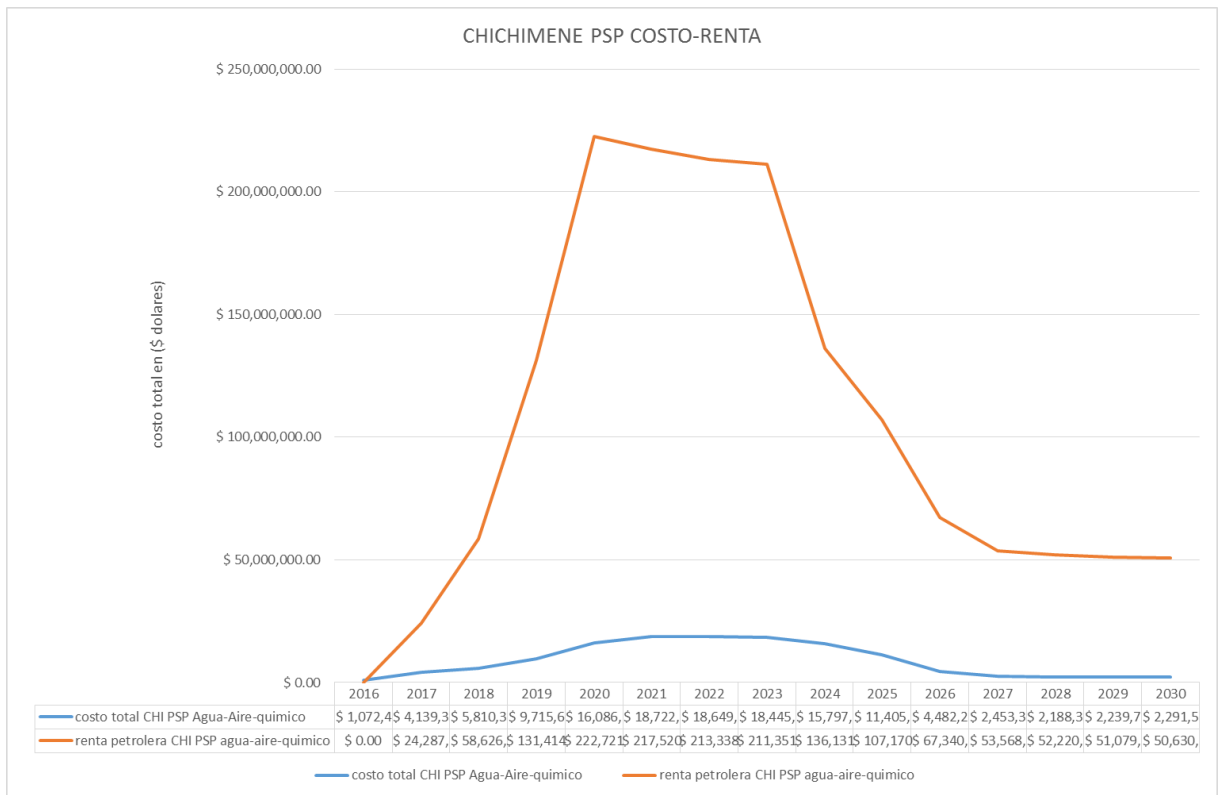
**Figura 48 costos totales renta petrolera en CASTILLA BES.**

Fuente. Autor



**Figura 49 costos totales renta petrolera en CHICHIMENE BES**

Fuente. Autor



*Figura 50 costos totales renta petrolera en CHICHIMENE PCP*

Fuente. Autor

En cada uno de los campos se observó que en ningún caso a lo largo de la proyección se tendrán costos totales del ciclo de vida por encima de las ganancias de la renta petrolera salvo el primer año y en algunos campos, por otra parte en castilla bes los últimos tres años sería conveniente evaluara la viabilidad de seguir aplicando las técnicas de recobro ya que las ganancias son muy pocas respecto a los costos totales del ACV, pero en general la rentabilidad del proyecto será aceptable dentro de los estándares que tiene la empresa colombiana del petróleo ECOPETROL y asegurara que los métodos de recobro mejorado son una excelente opción a la hora de aumentar las reservas de crudo en nuestro país.

## CAPITULO 6. CONCLUSIONES

- En la relación de la renta petrolera versus el costo total del ciclo de vida se observó que los métodos de recobro mejorado son una excelente forma de aumentar las reservas de crudo en Colombia, y en la mayoría de los casos la inversión total del ciclo de vida de los activos no supera ni un 10 % de las ganancias que se tienen por la venta de los incrementales de crudo que se recuperan.
- El costo del ciclo de vida de un activo es una herramienta muy poderosa para cuantificar el costo real que tiene un activo en el transcurso de su vida útil, es por esto que los costos arrojados en el modelo realizado serán una base fundamental para la toma de decisiones y puesta en marcha en las compañías petroleras.
- El cálculo de la proyección de cómo se comportaría el costo de la energía eléctrica en Colombia hacia 2030 nos muestra un escenario real en donde el fenómeno del niño en el peor de los casos es clave a la hora de saber cuánto se tendría que pagar anualmente por los costos operacionales, ya que representa el 34% del costo total del ciclo de vida variando respecto a las características de cada campo (costos de la energía consumida por los sistemas de recobro)
- En la medida en que una empresa o institución desee realizar un análisis del costo del ciclo de vida de un activo y tenga información clara de todos los componentes que hacen parte del mismo, se asegurará un mejor resultado, y los datos arrojados se acercarán más a la realidad del costo de un equipo en la serie de tiempo en un determinado proceso.

## CAPITULO 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Recovery and enhanced recovery techniques in light, heavy and extra-heavy oil reservoirs. Carlos Andres Espinosa B, Kelly Johana Torres. [www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf](http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S357C.pdf)
- [2]. Revista Ecopetrol "Recobro mejorado".vol.4,pp. 1. Sep . 2014
- [3]. P. Mauricio, C. Gloria, Q. Milena, U. Javier, G. Alberto, and P. Jaime, "New art of building horizontal and highly deviated wells help maximize recovery and production from heavy oil fields in Colombia," in Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014, 2014, vol. 1, pp. 98-110.
- [4]. A. M. AlSofi and M. J. Blunt, "Polymer flooding design and optimization under economic uncertainty," J. Pet. Sci. Eng., vol. 124, pp. 46-59, Dec. 2014.
- [5]. Z. SHEN, X. HUANG, L. ZHANG, Z. HAO, D. LEI, and J. JIN, "Artificial lift technique of multistage sliding vane pump used in thermal production well," Pet. Explor. Dev., vol. 40, no. 5, pp. 651-655, Oct. 2013.
- [6]. B. Guo, J. Shan, and Y. Feng, "Productivity of blast-fractured wells in liquid-rich shale gas formations," J. Nat. Gas Sci. Eng., vol. 18, pp. 360-367, May 2014.
- [7]. M. M. Kulkarni and D. N. Rao, "Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance," J. Pet. Sci. Eng., vol. 48, no. 1-2, pp. 1-20, Jul. 2005.
- [8]. A. Peña-Fernández, S. Wyke, N. Brooke, and R. Duarte-Davidson, "Factors influencing recovery and restoration following a chemical incident.," Environ. Int., vol. 72, pp. 98- 108, Nov. 2014.
- [9]. R. Sen, "Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR," Prog. Energy Combust. Sci., vol. 34, no. 6, pp. 714-724, Dec. 2008.

- [10]. Z. Abidin, T. Puspasari, and W. a. Nugroho, "Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology," *Procedia Chem.*, vol. 4, pp. 11-16, 2012.
- [11]. Z. Wang, X. Le, Y. Feng, and C. Zhang, "The role of matching relationship between polymer injection parameters and reservoirs in enhanced oil recovery," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 111, pp. 139-143, 2013.
- [12]. <https://es.scribd.com/doc/69081917/RECOBRO-MEJORADO-DE-HIDROCARBUROS>
- [13]. A. Doronjski, "Use of surfactants in neonatology," *Med. Pregl.*, vol. 58, pp. 229-230.
- [14]. D.M. Ferrer. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", .2 edición, .pp.172- 173, 2001
- [15]. Estudio comparativo de los métodos convencionales de recobro aplicados en yacimientos que presentan altas relaciones de movilidad <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/579/2/121941.pdf>
- [16]. Delgadillo, Claudia Lorena; Trujillo, Marta Liliana; (2013). La inyección de aire como proceso de recobro mejorado en Colombia: Selección y Evaluación Técnica. *Revista Fuentes: El reventon energetico*, 41.
- [17]. Sarathi, P. *in-Situ Combustion Handbook Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office: Tulsa, OK, 1999; Report DOE/PC/91008-0374, OSTi iD 3174
- [18]. Morten, R. K. *Development of Models and Algorithms for the Study of Re-active Porous Media Processes*. Technical university of Denmark, Department of Chemical and Biochemical Engineering, Frydenberg A/S, Copenhagen, Denmark, 2008.
- [19]. Rojas, P. A. (2016). *Compresores, fuente de potencia y energia para la industria*. (1). (P. A. Ruíz, Recopilador) Colombia.
- [20]. 'Fundamentos de Energía Neumática'. Schulz Compressors.

- [21]. J. Honeywell, «The Sensitivity of k-Values on Compressor Performance-PetroSkills,»[En línea]. Available: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2009/05/the-sensitivity-of-k-values-oncompressor-performance/>. [Último acceso: 01 08 2016].
- [22]. Díaz, F. B. (2015). Informe con el planteamiento de un modelo semi-riguroso para la predicción del consumo de energía eléctrica en plantas de recobro. Piedecuesta: TIP.
- [23]. Informe con el planeamiento de un modelo semi-riguroso para la predicción del consumo de energía eléctrica en planta de recobro. Ing. Freddy Benjamin Avila Diaz – consultor, Luddy Patricia Nieto. Coordinadora Tecnica, Ariel Uribe – Lider del proyecto Ecopetrol.
- [24]. Life – Cycle Costing, Using activity-Based Costing and Monte Carlo Methods to Manage Future Costs and Risks – Jan Emblemsvåg.
- [25]. Pump Life Cycle Costs: Aguide to LCC analysis for pumping systems office of Industrial Technologies, Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy.
- [26]. Life Cycle Costs (LCC) for wastewater pumping systems, Flygt a xylem brand, June 2015
- [27]. BOMBAS - Seleccin, Uso y Mantenimiento – Kenneth J. y el cuerpo de redactores de Chemical, McGRAW-HILL
- [28]. Process Equipment Cost Estimating by Ratio and Proportion, Randall W. Whitesides, P.E. 2012
- [29]. Cost of Individual Equipment, D.W. Green and J.O.Maloney (Eds.), Perry's Chemical Engineers' Handbook, McGraw-Hill, New York, 1984.
- [30]. Estimate Pump Installation Cost, Pumps & System.



- [31]. Metodología para la evaluación tecnico-economica de sistemas de suministro de agua, un caso estudio, MSc Idalberto Herrera Moya – Universidad Central “ Marta Abreu” de las Villas
- [32]. Proyección del precio de la energía eléctrica en Colombia a 2030, semillero de demanda energética en convenio UNAB-ECOPETROL, Nelson Javier Hernández Bueno – María de los Ángeles Pinto Calderón.
- [33]. [https://es.wikipedia.org/wiki/Costo\\_operacional](https://es.wikipedia.org/wiki/Costo_operacional)
- [34]. Evaluación para sistemas de bombeo de agua, manual de mantenimiento, Iniciativa de energía Sostenible y cambio climático – Washington, D.C – 2011
- [35]. Mantenimiento correctivo y preventivo, Grup CERVISIMAG  
<http://cervisimag.com/es/p/2-servicios/15-mantenimiento-correctivo-reparaciones>
- [36]. ¿Qué es el mantenimiento?, I.M Luis Alberto Cuartas Pérez  
[http://www.unalmed.edu.co/tmp/curso\\_concurso/area3/QUE\\_ES\\_EL\\_MANTENIMIENTO\\_MECANICO.pdf](http://www.unalmed.edu.co/tmp/curso_concurso/area3/QUE_ES_EL_MANTENIMIENTO_MECANICO.pdf)
- [37]. Dr.-Ing. F-W Hennecke, A comparative study of pumps life cycle costs, published jointly (2001) by Europump and the hydraulic institute in the USA.
- [38]. How much will compressed air cost you? – Quincy compressor.
- [39]. Análisis del costo de ciclo de vida, Carlos Mario Pérez,  
<http://www.soporteycia.com>.
- [40]. Sistema piloto de reinyección de agua de producción de una estación de bombeo de crudo a un pozo disposal enfocado al área de automatización, Karen Liliana Ruiz Guerra – Pedro María Arrieta Blanquiceth





Plan Volumetrico Chichimene 2014-2036															
Tipos Reserva	Fluido	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19
Básica	Aceite	17,835	17,395	16,967	16,549	16,091	15,697	15,280	14,925	14,562	14,226	13,898	13,561	13,250	12,947
RPND	Aceite	9,858	9,604	9,356	9,114	8,878	8,649	8,426	8,208	7,996	7,790	7,589	7,393	7,202	7,016
RNPPr	Aceite	5,348	5,200	5,055	4,915	4,778	4,646	4,517	4,391	4,270	4,151	4,036	3,924	3,815	3,709
RNPPo	Aceite	1,612	1,570	1,530	1,490	1,452	1,415	1,378	1,343	1,308	1,274	1,242	1,210	1,178	1,148
Contingentes	Aceite	606	590	575	560	546	532	518	505	492	479	467	455	443	432
Incremental_InyeccionAgua	Aceite	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	8,687	13,320	13,320
Incremental_QuimicoAgua	Aceite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,600	4,600
Incremental_TermicoAire	Aceite	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	8,175	19,885	19,885
Básica	Agua	74,279	74,594	74,521	74,846	74,427	74,782	73,393	73,813	74,078	74,475	74,863	74,640	75,007	75,366
RPND	Agua	22,823	23,124	23,418	23,703	23,982	24,253	24,517	24,774	25,025	25,269	25,507	25,738	25,964	26,184
RNPPr	Agua	50,942	51,117	51,288	51,454	51,615	51,772	51,925	52,073	52,217	52,357	52,493	52,626	52,754	52,879
RNPPo	Agua	4,000	4,049	4,097	4,143	4,189	4,233	4,276	4,318	4,359	4,399	4,438	4,475	4,512	4,548
Contingentes	Agua	1,044	1,062	1,080	1,097	1,115	1,131	1,147	1,163	1,179	1,193	1,208	1,222	1,236	1,250
Incremental_InyeccionAgua	Agua	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	919,650	1,009,714	1,009,714
Incremental_QuimicoAgua	Agua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremental_TermicoAire	Agua	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	5,338	5,338
Recobro_InyeccionAgua	Agua [BPD]	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	594,670	595,715	595,715
Recobro_InyeccionAgua	Agua [gpm]	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,347	17,377	17,377
Numero Bombas	[]	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.34	30.39	30.39
Numero Bombas Corregido		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Eficiencia	[]	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Potencia Recobro InyeccionAgua	[KW]	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,133	26,181	26,181
Recobro_QuimicoAgua	Agua	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	396,447	397,143	397,143
Recobro_InyeccionQuimico	Agua [gpm]	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,564	11,585	11,585
Numero Bombas	[]	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.23	20.26	20.26
Numero Bombas Corregido		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Eficiencia	[]	0.87	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Potencia Recobro InyeccionQuin	[KW]	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,422	17,454	17,454
indice de consumo aceite		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Recobro_TermicoAire	Aire	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78	188	188
Potencia Recobro InyeccionAire	[KW]	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	47900.956	115296.4871	115296.4871



Plan Volumetrico Chichimene PCP 2014-2036															
Tipos Reserva	Fluido	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19
Básica	Aceite	3,588	3,500	3,413	3,329	3,237	3,158	3,074	3,003	2,930	2,862	2,796	2,728	2,666	2,605
RPND	Aceite	1,983	1,932	1,882	1,834	1,786	1,740	1,695	1,651	1,609	1,567	1,527	1,487	1,449	1,411
RNPPr	Aceite	1,076	1,046	1,017	989	961	935	909	883	859	835	812	789	768	746
RNPPo	Aceite	324	316	308	300	292	285	277	270	263	256	250	243	237	231
Contingentes	Aceite	122	119	116	113	110	107	104	102	99	96	94	91	89	87
Incremental_InyeccionAgua	Aceite	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	1,748	2,680	2,680
Incremental_QuimicoAgua	Aceite	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	925	925
Incremental_TermicoAire	Aceite	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	1,645	4,001	4,001
Básica	Agua	1,189	1,194	1,193	1,198	1,191	1,197	1,175	1,181	1,186	1,192	1,198	1,195	1,201	1,206
RPND	Agua	365	370	375	379	384	388	392	397	401	404	408	412	416	419
RNPPr	Agua	815	818	821	824	826	829	831	834	836	838	840	842	844	846
RNPPo	Agua	64	65	66	66	67	68	68	69	70	70	71	72	72	73
Contingentes	Agua	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20
Incremental_InyeccionAgua	Agua	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	14,720	16,162	16,162
Incremental_QuimicoAgua	Agua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremental_TermicoAire	Agua	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	85	85
Recobro_InyeccionAgua	Agua [BPD]	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	59,980	60,086	60,086
Recobro_InyeccionAgua	Agua [gpm]	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,753	1,753
Numero Bombas	[]	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.06	3.07	3.07
Numero Bombas Corregido	[]	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Eficiencia	[]	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Potencia_Recobro_InyeccionAgu	[KW]	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,642	2,642
Recobro_QuimicoAgua	Agua	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	39,987	40,057	40,057
Recobro_InyeccionQuimico	Agua [gpm]	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,168	1,168
Numero Bombas	[]	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04	2.04
Numero Bombas Corregido	[]	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Eficiencia	[]	0.87	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Potencia_Recobro_InyeccionQui	[KW]	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,758	1,761	1,761
indice de consumo aceite		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.53	0.53
Recobro_TermicoAire	Aire	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	19	19
Potencia_Recobro_InyeccionAir	[KW]	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	11,629	11,629
Potencia_Total	[KW]	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	9,226	16,032	16,032



