



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Evaluación técnico- económica del sistema Recoil
para pozos de baja producción en la Empresa de
Perforación y Extracción de Petróleo Majagua**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de
Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de
Petróleo. Mención Producción de Petróleo**

Autor: Ing. Liusvani García Barceló.

Matanzas 2017



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Evaluación técnico- económico del sistema Recoil
para pozos de baja producción en la Empresa de
Perforación y Extracción de Petróleo Majagua**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de
Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de
Petróleo. Mención Producción de Petróleo**

Autor: Ing. Liusvani García Barceló

Tutor: Dr. C. Yoney López Hervis

Consultantes: MSc. Nilberto Cuba García

Ing. Armando Barroso Rodríguez

Matanzas 2017

Nota de aceptación

Presidente del tribunal

Tribunal

Tribunal

Ciudad y Fecha

Calificación

Declaración de autoridad

Yo, Liusvani García Barceló declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas, al Centro Politécnico del Petróleo y la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete la procedencia del mismo.

Liusvani García Barceló

Nombre y Apellidos

Firma

Dedicatoria

- En especial se la dedico a mi hijo que es lo más grande que tengo en la vida.
- A mi esposa por estar siempre pendiente y apoyándome en todo momento.
- A mis padres por darme el apoyo necesario durante tantos años.
- A todos mis amigos y otras personas que de una forma u otra depositaron confianza en mí y me ayudaron en este trabajo.

Agradecimientos

- A mis padres.
- A mi esposa e hijo.
- A mi tutor y consultantes.
- A los profesores de las diferentes materias recibidas.
- A todos los trabajadores del Centro Politécnico del Petróleo de Varadero especialmente a mis amigos Marín, Martha, Monzón y Mireya.
- A mis compañeros de trabajo del departamento de producción y otros que colaboraron para que fuera posible la realización de esta especialidad.
- A mis compañeros del grupo de petroleros 18

Síntesis

El presente trabajo se realiza en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua y tiene como objetivo general " realizar un estudio técnico-económico del sistema *Recoil* para pozos de baja productividad " en dicha empresa.

Se utilizan varios métodos y técnicas de investigación con el objetivo de obtener la información necesaria para lograr el objetivo planteado, partiendo de la consulta de documentos y a trabajadores relacionada con la temática además de la observación directa que permitió la caracterización del objeto de estudio.

Entre los principales resultados obtenidos se tiene la producción del pozo por los métodos del *Swab* y del *Recoil* donde el último incrementó la producción del pozo en 67,44 toneladas de petróleo con respecto al primero en un año. La determinación del costo de producción por ambos métodos, por el método del *Recoil* cuesta extraer una tonelada de petróleo 152,38 pesos y a su vez el *Swab* cuesta 264,83 pesos la tonelada lo que permite establecer una comparación de la producción y los costos entre el servicio de EMPERCAP y la nueva tecnología adquirida.

Se realiza una evaluación del estado de ingresos netos de la inversión para un año de explotación la cual arroja 42 609,1 pesos de utilidades en moneda nacional, mientras con el método del *Swab* el pozo aporta 4 128,11 pesos de utilidades.

Se efectúa un análisis de sensibilidad para ambos métodos para detectar hasta que porcentaje de reducción del precio de venta el proceso es rentable, el sistema *Recoil* es rentable hasta una reducción del 80% y el *Swab* soporta una reducción del 10%.

Abstract

This work is carried out in the Majagua Oil Drilling and Extraction Company and has as general objective " to carry out a technical and economic study of the Recoil system for low productivity wells " in this company.

Several research methods and techniques are used to obtain the necessary information to achieve the objective, based on the consultation of documents and workers related to the subject, in addition to the direct observation that allowed the characterization of the object of study.

Among the main results obtained is the production of the well by the methods of Swab and Recoil where the latter increased the production of the well in 67.44 tons of oil compared to the first in a year. The determination of the cost of production by both methods, by the Recoil method, costs one ton of oil 152, 38 pesos and in turn the Swab costs 264, 83 pesos per ton, which allows to establish a comparison of production and costs between The EMPERCAP service and the new technology acquired.

An evaluation of the state of net income of the investment is carried out for a year of operation which yields 42 609.1 pesos of profits in national currency, while with Swab method the well contributes 4 128.11 pesos of profits.

A sensitivity analysis is performed for both methods to detect the percentage of reduction of the sales price, the process is profitable, the Recoil system is profitable up to a reduction of 80% and the Swab supports a reduction of 10%.

Tabla de contenidos

Introducción.....	1
Capítulo 1 Marco teórico de la investigación.....	5
1.1 Características generales de los sistemas de levantamiento artificial.....	5
1.2 Sistemas de levantamiento artificial convencionales.....	6
1.2.1 Sistema de levantamiento con <i>Gas Lift</i>	6
1.2.2 Sistema de levantamiento con Bomba por Cavidades Progresivas.....	7
1.2.3 Sistema de levantamiento con Bomba Electrosurgible.....	8
1.2.4 Sistema de levantamiento con Bomba Hidráulica.....	10
1.2.5 Sistema de levantamiento con Bombeo Mecánico.....	12
1.3 Sistemas de levantamiento artificial no convencionales.....	13
1.3.1 Sistema de levantamiento <i>Chamber Lift</i>	13
1.3.2 Sistema de levantamiento <i>Plunger Lift</i>	13
1.3.3 Sistema de levantamiento por <i>Swab</i>	14
1.4 Sistema de levantamiento no convencional <i>Recoil</i>	16
1.4.1 Partes del equipo <i>Recoil</i>	16
1.4.2 Principios del funcionamiento.....	18
1.4.3 Parámetros de visualización y programación en el panel de control.....	18
1.4.4 Criterios para la implementación del sistema.....	19
1.5 Conclusiones parciales del análisis bibliográfico.....	21
Capítulo 2 Materiales y Métodos.....	22
2.1 Características generales de los yacimientos.....	22
2.1.1 Descripción general del yacimiento Pina.....	22
2.2 Caracterización del pozo.....	25
2.3 Descripción del funcionamiento del <i>Recoil</i>	26
2.3.1 Descripción técnica del sistema <i>Recoil</i>	31
2.4 Análisis productivo-económico del pozo en explotación por <i>Swab</i>	32
2.4.1 Comportamiento productivo del pozo con el método de <i>Swab</i>	32
2.4.2 Análisis económico del método de <i>Swab</i>	32
2.5 Análisis técnico- económico del pozo explotándose por el método del <i>Recoil</i>	35
2.5.1 Comportamiento productivo del pozo.....	35

2.5.2 Determinación de los indicadores de eficiencia del sistema de extracción <i>Recoil</i>	36
2.5.3 Análisis económico del método del <i>Recoil</i>	37
Capítulo 3 Resultados y Discusión	45
3.1. Análisis del comportamiento productivo del pozo en estudio	45
3.2 Producción del pozo por el método de <i>Swab</i>	46
3.3 Cálculo del costo de Producción por método de <i>Swab</i>	47
3.3.1 Análisis del estado de ingresos netos	48
3.4 Comportamiento productivo del pozo con la introducción del <i>Recoil</i>	49
3.4.1 Eficiencia volumétrica del <i>Recoil</i>	50
3.5 Parámetros Actuales de operación del sistema <i>Recoil</i>	52
3.6 Determinación del costo de producción por el método del <i>Recoil</i>	53
3.6.1 Evaluación costo-beneficio del método del <i>Recoil</i>	60
3.6.2 Análisis de sensibilidad del VAN a la reducción de las ventas	62
3.6.3 Evaluación de rendimiento neto de la inversión	63
3.7 Comparación económico-productiva de ambos métodos.....	64
3.8 Evaluación y sensibilidad de las utilidades de ambos métodos	66
Conclusiones	69
Recomendaciones	70
Bibliografía	71
Anexos	74

Introducción

El objetivo actual de la industria petrolera no está centrado en dirigir todos los recursos a la búsqueda de grandes yacimientos. El comportamiento de la industria ha cambiado ya que las empresas más grandes del mundo gastan cada vez menos en exploración y han empezado a dirigir sus esfuerzos a proyectos y áreas que antes no les interesaban. El cambio tiene justificaciones geológicas, económicas y estratégicas, y todas ellas surgen del hecho que cada vez es más difícil, arriesgado y costoso encontrar grandes yacimientos de petróleo. Por eso el sistema petrolero está encaminado a incrementar las reservas y la rentabilidad de los campos que ya están en producción (Gil, 2009). Es allí donde aparecen aquellos campos maduros que, a pesar de encontrarse en su etapa de declinación, tienen un potencial si se optimiza su operación y se le incorporan algunas tecnologías que tiempo atrás no existían o resultaban costosas.

Otros factores importantes en la tendencia de retomar campos maduros que tiempo atrás fueron abandonados por su avanzado estado de agotamiento, bajo índice de productividad y escasa energía, es la creciente demanda de hidrocarburos por parte de las naciones industrializadas y en desarrollo (Gil, 2009). El retomar estos campos representaría un impacto menor que el asociado a la exploración de nuevos proyectos.

Como refleja Alta Mori (2006), actualmente los sistemas de levantamiento artificial más empleados a nivel mundial son los Bombeos Mecánico, Hidráulico, Electrosumergible, y por Cavidades Progresivas, además del *Gas Lift*. Se han empleado sistemas combinados con el fin de obtener un mejor manejo de las condiciones variables de los yacimientos, así como por los altos índices de agotamiento de algunos campos han surgido sistemas no convencionales como son el *Plunger Lift*, *Chamber Lift*, *Recoil*, entre otros. Es por esto que la comprensión adecuada de parámetros técnicos de funcionamiento es importante con el fin de seleccionar la opción más eficiente según las condiciones del campo en el cual se deseen implementar.

En la actualidad el incremento de la producción del petróleo crudo cubano, que desempeña ya un papel importante como combustible en la generación de energía eléctrica, refinación y otras producciones básicas, así como, el descubrimiento de nuevos yacimientos en la provincia petrolera norte de Cuba, están entre los objetivos

fundamentales de la política económica del país (Gil, 2009), para alcanzar una futura independencia energética.

Conscientes de ello, se redoblan esfuerzos en la búsqueda y aplicación de nuevos métodos eficaces que permitan aumentar y mantener la producción de hidrocarburos de nuestros yacimientos, por lo que se han dado pasos positivos relacionados con la explotación racional de los depósitos cubanos.

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua (EPEP Majagua) perteneciente a la Unión CUPET, fue creada en 1962 y está ubicada en el municipio Majagua, en la provincia de Ciego de Ávila. Esta organización posee pequeños yacimientos petrolíferos productores de un crudo de alta calidad y ricos en aceites básicos lubricantes.

La presente investigación está enfocada a la evaluación técnico- económico de sistemas capaces de hacer producir yacimientos de esta empresa a no tan elevados los costos. Precisamente porque la industria del petróleo es compleja, al extraer es necesario realizar una adecuada selección para el levantamiento de los fluidos a la superficie. Por esta razón se propone la alternativa del sistema *Recoil* como método de levantamiento no convencional para pozos marginados, de baja productividad y con problemas de parafinas.

La selección del levantamiento artificial más adecuada depende de las condiciones físicas que presente el yacimiento y/o del comportamiento de afluencia de uno o varios pozos en estudios, se encuentra con mayor frecuencia de aplicación el levantamiento artificial por varilla de succión (Balancín) y el levantamiento artificial no convencional de *Swab*. La actividad petrolera en los bloques centro-oriental del país data de más de 60 años, con 639 pozos perforados de los cuales hoy producen 105 (1 pozo con Equipo *Recoil*). Con el objetivo de reducir los costos de producción y eliminar los problemas de parafinas, se confeccionó un programa de inversión de equipos *Recoil* los cuales trabajan con cable de acero en un sistema cerrado donde la extracción de los fluidos se genera con una bomba ubicada en superficie.

Actualmente la EPEP Majagua, aunque no cuenta con las producciones altas que tenía años atrás, sí es destacable la calidad del crudo que se produce en sus yacimientos. De ahí que es el único de producción nacional que se refina. La empresa cuenta con tres

yacimientos donde la mayoría de los pozos se explotan por bombeo mecánico convencional y los demás por *Swab* donde ambos métodos están afectados en ocasiones por falta de tubería de producción, por presencia de parafinas que trae como consecuencia ineficiencia en el bombeo e incrustaciones solidificadas en las tuberías de producción, por afectaciones notables al medio ambiente en el caso de los pozos explotados por *Swab* y además depende de los servicios de EMPERCAP tanto para hacerlos producir como para reparar donde las tarifas del servicio son elevadas , también es significativo el control e información que se obtiene a través de esta nueva tecnología de ahí la necesidad de un estudio técnico – económico de éste sistema para minimizar muchos de los problemas existentes.

Problema Científico

¿Podrán disminuirse los costos de producción mediante el método de levantamiento por *Recoil* en pozos de baja producción de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua?

Hipótesis

Si se realiza un análisis técnico-económico del sistema *Recoil* para pozos con baja productividad en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua se podrá alcanzar mejoras tecnológicas, de control, productivas y reducción de los costos de producción.

Objetivo General

Realizar un estudio técnico-económico del sistema *Recoil* para pozos de baja productividad de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua.

Como objetivos específicos se tienen:

1. Caracterizar el sistema *Recoil* y el pozo donde está instalado.
2. Determinar los parámetros de producción del pozo con el método *Swab* y el sistema *Recoil*.
3. Determinar costos de producción del método de *Swab* y del sistema *Recoil*.
4. Analizar técnico y económicamente ambos métodos

El desarrollo de esta investigación consta de tres capítulos:

El capítulo 1: Análisis Bibliográfico, constituye el marco teórico de la investigación. Se realizó una búsqueda bibliográfica relacionada con el tema de investigación que permite llegar a conclusiones importantes que darán paso a la realización del capítulo 2.

El capítulo 2: Materiales y Métodos, se aborda todo el análisis técnico- económico del sistema implantado y la factibilidad para otros pozos, así como los métodos, técnicas y los recursos empleados, para el desarrollo de la misma.

En el capítulo 3: Resultados y Discusión, se analiza los resultados obtenidos, mediante la metodología expuesta en los capítulos anteriores, donde se aborda en detalles cada una de sus etapas.

Capítulo 1 Marco teórico de la investigación

En el presente capítulo se establece el marco teórico que sirve de referencia para realizar la investigación. Éste se confecciona después de realizada la búsqueda bibliográfica con el objetivo de recopilar información actualizada relacionada con la teoría sobre los sistemas de levantamiento artificial y específicamente del *Recoil*. Suministra información acerca de las variables más importantes para el diseño de estos sistemas. En gran medida muestra los aspectos teóricos que se deben tener en cuenta para la comprensión del trabajo.

1.1 Características generales de los sistemas de levantamiento artificial

Un sistema de levantamiento artificial (SLA) es un mecanismo externo a la formación productora, encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional (Gil, 2009).

Según Oil Mail (2011) de forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

Los sistemas de levantamiento también pueden ser clasificados en convencionales como: *Gas Lift*, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro sumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP), y Bombeo Hidráulico, y no convencionales, como el *Plunger Lift*, *Chamber lift*, *Recoil*, *Swab* y sistemas combinados.

1.2 Sistemas de levantamiento artificial convencionales

1.2.1 Sistema de levantamiento con *Gas Lift*

El sistema de levantamiento gas consiste en inyectar gas a alta presión a través del anular, dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades, con el propósito de reducir el peso de la columna de fluido y ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento o arrastre de petróleo y el gas hasta la superficie. Al inyectar gas la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de fluir.

Con el fin de alcanzar la máxima reducción de cabeza hidrostática, el punto de inyección de gas debe estar ubicado a la mayor profundidad disponible. Una excepción para esta regla está en los casos en los que la presión de tubería de producción excede la presión de saturación del gas bajo condiciones de circulación. En estos casos el gas inyectado se disolvería en el líquido producido, y de esta forma, perdería su habilidad para reducir la densidad de la columna de fluido. Los dos sistemas básicos de levantamiento con *Gas Lift* son levantamiento continuo y levantamiento intermitente. Así lo reflejan varios actores (Gil, 2009) (Oil-Mail, 2011)

Flujo Continuo

Se considera como una extensión del método de producción por flujo natural y consiste en la inyección continua de gas en la columna de fluido del pozo, con el propósito de aligerarla para disminuir la presión fluyente en el fondo y generar el diferencial de presión requerido para que la arena productora aporte la tasa de producción deseada.

Flujo Intermitente

El gas se inyecta a la tubería reductora en forma intermitente, con el propósito de producir la columna de fluidos en el pozo por etapas. La idea básica del flujo intermitente es permitir una acumulación de líquido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar una

cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas y periódicamente desplazar el líquido de la tubería con el gas almacenado.

En el Anexo 1 se muestra una figura donde se evidencia este método.

1.2.2 Sistema de levantamiento con Bomba por Cavidades Progresivas

El bombeo por cavidades progresivas (PCP) es un método de elevación artificial en el cual la transferencia de energía al fluido se hace a través de una bomba de desplazamiento positivo, conformada por el rotor y el estator, y trabaja sumergida en el pozo de petróleo. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades herméticas idénticas. El rotor al girar en el interior del estator origina un movimiento axial de las cavidades, progresivamente, en el sentido desde la succión para la descarga, y realiza la acción de bombeo. (Bandera, 2011). El accionamiento de la bomba puede ser originado en la superficie, por medio de una sarta de varillas y un cabezote de accionamiento, o directamente en el fondo del pozo por medio de un accionador eléctrico o hidráulico acoplado a la bomba (Dias de Armas, 2014).

Según Hirschfeldt (2008) los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

Ventajas

1. Muy buena resistencia a la abrasión.
2. Alta tolerancia a la producción de sólidos.
3. Buena eficiencia energética.
4. Bajos costos capitales y de operación.
5. Buen manejo de fluidos viscosos y de crudos con elevadas relaciones gas/líquido.
6. Bajo perfil en superficie.
7. Fácil instalación a corto plazo.
8. No posee válvulas internas ni trampas de gas.
9. Instalación sencilla y operación silenciosa del equipo.

También plantea Hirschfeldt (2008) que los sistemas PCP tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

Desventajas

1. Tasa de producción limitada.
2. Baja tolerancia a altas temperaturas
3. Se requiere de una unidad de *workover* para el mantenimiento del equipo de subsuelo.
4. No es compatible con dióxido de carbono, ni demás fluidos de tipo ácido.
5. Difícil detección de fallas en subsuelo.
6. No es recomendable usar disolventes para lavar el elastómero, ya que estos lo pueden deteriorar.

En el Anexo 2 se identifican las partes que componen una bomba por cavidades progresivas con diferentes construcciones de bomba.

1.2.3 Sistema de levantamiento con Bomba Electrosumergible.

Un equipo de bombeo electrocentrífugo consta básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está conectado directamente a través de una sección protectora a un motor eléctrico sumergible y conectada hasta la superficie a través de un cable para suministrar la energía eléctrica del motor. El cable conductor se sujeta al conjunto y a la tubería mediante flejes metálicos flexibles, los cuales se colocan cada 3 – 5 metros. El conjunto motor – protector – bomba, tiene un acoplamiento continuo que se logra mediante ejes de conexión estriada, los cuales tienen como finalidad hacer rotar el protector y la bomba al girar el eje del motor, bombea el fluido a presión hasta la superficie.

El principio de este sistema de bombeo es la operación continua de una bomba cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción,

alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie. (Oil-Mail, 2011).

Según Dias de Armas (2014) este sistema presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas

1. Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos sin dificultad, y a bajo costo.
2. Elevado aporte de energía al fluido.
3. Presenta una alta eficiencia (70%).
4. El sistema no se ve afectado por la desviación.
5. Sistema fácil de controlar.
6. No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable a plataformas costa afuera.
7. Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de escamas.
8. Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas

- 1 Tolerancia limitada a la arena.
- 2 Baja tolerancia a las altas relaciones Gas-líquido (sin separador).
- 3 Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- 4 Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- 5 El cable eléctrico puede ocasionar problemas con la tubería.
- 6 Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- 7 No aplicable a completamientos múltiples.
- 8 Poco práctico en pozos someros.
- 9 Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.

10 Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.

11 Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido a costos de cable y capacidad de la bomba.

1.2.4 Sistema de levantamiento con Bomba Hidráulica

Una bomba hidráulica es un dispositivo tal, que recibe energía mecánica de una fuente exterior y, la transforma en una energía de presión transmisible de un lugar a otro de un sistema hidráulico a través de un líquido cuyas moléculas estén sometidas precisamente a esa presión. Los sistemas de bombeo hidráulico proporcionan una flexibilidad extraordinaria en la instalación y capacidad de funcionamiento para cumplir una amplia gama de requerimientos de extracción artificial. La instalación de la potencia superficial puede ponerse en un lugar central para servir a pozos múltiples, o como una unidad conveniente montada sobre patín localizada en el lugar del pozo individual. El requerimiento de equipo mínimo en el cabezal del pozo acomoda de cerca el pedestal de perforación espaciado de cerca, o las terminaciones de plataforma, así como los requerimientos superficiales de perfil bajo.

El principio del bombeo hidráulico (Barberí, 1998) se basa en la presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones. Si se aplica este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el crudo producido por la formación. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. Las bombas se fabrican en muchos tamaños y formas mecánicas y manuales con muchos mecanismos diferentes de bombeo y para aplicaciones muy distintas (Oil-Mail, 2011).

Para (Velasco, 2013) las bombas se fabrican en muchos tamaños, formas mecánicas y manuales con muchos mecanismos diferentes de bombeo y para aplicaciones muy distintas.

Capacidades de Funcionamiento

Las capacidades de funcionamiento significativas de este sistema hidráulico de extracción incluyen:

- Caudales de producción desde 15 hasta 2 385 m³ ajustables en la superficie, del 20 a 100% de capacidad
- Profundidades de operación mayores de 4 500 m
- Selección de bombas de chorro de pistón de desplazamiento positivo para que funcionen en tubos de 51 hasta 102 mm
- Las bombas de desplazamiento positivo pueden lograr máximo volumen de desagüe remanente
- Las bombas de chorro manejan altas relaciones de gas/petróleo, y fluidos del pozo que son arenosos, corrosivos o de alta temperatura
- Uso del agua o crudo producido como fluido de potencia
- Sistemas de fluido de potencia cerrados para que las instalaciones de la bomba de pistón aislen el fluido de potencia de la producción
- Las bombas de chorro y de pistón pueden encajar intercambiadas en el mismo conjunto del fondo del pozo de “bomba libre”

Ventajas

- 1 Pueden ser usados en pozos profundos (+/- 5 486 m).
- 2 No requieren taladro para remover el equipo de subsuelo.
- 3 Puede ser utilizado en pozos desviados, direccionales y sitios inaccesibles.
- 4 Varios pozos pueden ser controlados y operados desde una instalación central de control.
- 5 Puede manejar bajas concentraciones de arena.

Desventajas

1. Costo inicial alto.
2. Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo, por la presencia de altas presiones.
3. Altos costos en la reparación del equipo.
4. No es recomendable en pozos de alta relación gas petróleo.
5. Problemas de corrosión.

6. El diseño es complejo

1.2.5 Sistema de levantamiento con Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que se abastece con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas (Cagigal, 2007).

Para PDVSA (2003) las ventajas y desventajas que arroja este sistema son las siguientes:

Ventajas

1. Aplicable a crudos pesados y extrapesados.
2. Aplicable en pozos con bajo nivel de fluido.
3. Capaz de manejar agua.
4. Diseño sencillo.
5. El sistema es eficiente, simple y fácil de operar por el personal de campo.
6. Se puede aplicar a terminaciones sencillas y múltiples.
7. Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.
8. Puede bombear crudos viscosos y a altas temperaturas.
9. Bajo costo de mantenimiento.

Desventajas

1. Está limitado por profundidad máxima, 2100 m.
2. El equipo de superficie es pesado y voluminoso.
3. Altos costos por instalación.
4. Sensible a la alta producción de arena.
5. Pérdida de eficiencia volumétrica para pozos con alta producción de gas.
6. Requiere taladro para reemplazar el equipo de subsuelo.

1.3 Sistemas de levantamiento artificial no convencionales

1.3.1 Sistema de levantamiento *Chamber Lift*

Es una modificación del levantamiento del *Gas Lift*, que consta de una cámara de acumulación la cual opera cíclicamente, permitiendo alternadamente el ingreso del crudo a la cámara y la inyección de gas desde la superficie para desplazar el crudo acumulado.

El principio físico básico que envuelve este tipo de levantamiento es que al momento del contacto gas-petróleo, el crudo disminuye su densidad, pero además el gas ayuda a impulsar el crudo acumulado, debido a la presión a la cual se inyecta.

La secuencia del proceso que abarca el levantamiento *Chamber Lift* se podría dividir en tres etapas (DocSlide, 2008):

1. Comienza, cuando la válvula de control (superficie) está cerrada y el pozo se encuentra produciendo a través del orificio de la válvula estacionaria hacia la cámara que se mencionó al principio. Dentro de la cámara se encuentra lo que se denomina tubo “mosquito” y la válvula igualadora es la encargada de garantizar que los niveles en el interior y exterior de este tubo permanezcan iguales.
2. Posteriormente se preselecciona y se ajusta un tiempo en ciclos regulares, se abre la válvula de control y se inyecta gas dentro del espacio anular, entre el revestimiento y el *tubing* arriba del empaque. La presión se va aumentando hasta que alcanza la presión con la cual la válvula de operación se abre, lo que permite que el gas descienda por el espacio anular entre el tubo “mosquito” y el *tubing*.
3. Por último las válvulas igualadora y estacionaria se cierran bruscamente debido al diferencial de presión. Mientras que el gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia adentro del tubo “mosquito”, el cual a su vez lo transporta dentro del *tubing*.

En el Anexo 3 se muestra de forma gráfica el método antes mencionado.

1.3.2 Sistema de levantamiento *Plunger Lift*

Éste sistema es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para

producir los líquidos acumulados en el pozo mediante un pistón que actúa como una interface sólida entre el nivel de líquido y el gas de levantamiento. El pistón es una restricción que permite el paso de gas alrededor de este por efecto del slip y alcanza velocidades superiores a la velocidad crítica del líquido con el fin de minimizar el líquido que se regresa alrededor del pistón. (Empleos petroleros.org, 2012). En el Anexo 4 se observa este método de levantamiento artificial

1.3.3 Sistema de levantamiento por *Swab*

Esta operación consiste en succionar la columna de fluido petróleo o petróleo-agua que se encuentra en la tubería de producción, desde una profundidad determinada hasta la superficie utilizando un cable de acero enrollado o *winche*. Según Ricardo (2014) una desventaja que presenta este método de levantamiento artificial a la empresa de PACIFPETROL es el alto costo de operación por barril producido.

Equipo de superficie

Los componentes principales de la unidad son: El motor diésel, un malacate, una pluma, sistema hidráulico de estabilización, cable 9/16", lubricador, manguera de producción y tanque de almacenamiento. En el Anexo 5 se muestra una figura representativa del equipo de superficie para el levantamiento del crudo por el método de *Swab*.

Equipo de subsuelo

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- Copas de *Swab*.

Las copas de *Swab*, generalmente de caucho y algunas combinadas con metal, son utilizadas con el propósito de extraer o succionar el fluido de la tubería de producción y ejercer un sello con las paredes de la tubería.

- Portacopas.

Son acoples donde se ubican las copas, van colocados en el extremo inferior del varillón y están disponibles al diámetro de la tubería de producción.

- Válvula de retención.

Es una válvula de control de flujo asentada en una cruceta o asiento de bomba, no permite que el fluido retorne hacia el pozo. Puede ser asentado por medio de un cable de acero, o soltándolo de la superficie para que baje libremente hasta la profundidad de la cruceta.

Procedimiento operativo

La unidad de extracción por pistoneo se ubica en la locación, es estabilizada por unos mandos hidráulicos, una vez cuadrada se levanta la pluma para iniciar la operación de extracción. Luego se coloca una reducción para que el fluido que se recuperará del pozo se dirija al tanque de almacenamiento de la unidad.

El siguiente paso es soltar la válvula de retención por caída libre hasta la cruceta, si el pozo no tuviera el *standing* fijo, esto ahorra significativamente tiempo en las labores de producción. Luego se baja el cable, que incluye el varillón copas y portacopas.

Una vez alcanzado el nivel de fluido, se efectúan carreras ascendentes y descendentes que generan succión. Esto permite al fluido que entre por la válvula de retención y luego sobre las copas. El peso del fluido hace que las copas se hinchen y produzcan un sello para que el petróleo no retorne al fondo. Cuando el operador considere oportuno, levantará el conjunto de *Swab* hasta la superficie y la producción se canaliza por la manguera de producción hasta el tanque de almacenamiento.

Problemas operacionales de *Swab*

Cuando se interviene un pozo podemos encontrarnos con cualquier tipo de problema que dificulta la intervención (Gil, 2009). A continuación se menciona algunos problemas operacionales:

1. Tubos colapsados (no se calibró o se colapsó por excesivo torque aplicado por la tenaza o llave hidráulica) que pueden aprisionar el conjunto de *Swab* o no permitir que baje hasta el nivel de fluido.
2. Presencia de parafina suave o dura.
3. Rotura del tubo (por el rozamiento de la bajada del conjunto de *swab*, o deteriorado por la presencia de carbonato).
4. Presencia de lodo de perforación.
5. Herramientas presas.

6. Daños en el lubricador hidráulico (pérdida de tiempo).

7. Desgaste y rotura de cable.

1.4 Sistema de levantamiento no convencional *Recoil*

Se hace una revisión y análisis de documentos donde se evidencia el método de análisis y síntesis y la observación científica, que permite establecer todos los parámetros técnicos y productivos del *Recoil*.

El equipo *Recoil* es un sistema de extracción no convencional para la recuperación de petróleo en pozos marginales que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie directamente encima del revestimiento (Frizan, y otros, 2010).

La extracción de petróleo, se realiza por medio de un tubo colector, que es transportado dentro del revestimiento hasta la columna del fluido del pozo, en donde luego de un cierto tiempo de espera, el tubo colector es llevado hasta la superficie donde una bomba de tornillo succionará el fluido acumulado y lo enviará a la línea de producción. El tubo colector en su extremo final (en dirección hacia el pozo) contiene un contrapeso, que le ayuda a descender con mayor facilidad, por otro lado en su extremo inicial (en dirección hacia el equipo *Recoil*) está unida a un cable de acero de 5mm.

El cable de acero de 5mm está unido a un carretel y según el sentido de giro, del eje de salida del motoreductor acoplado al carretel, se obtendrá la carrera de ascenso o descenso del mismo. El motoreductor es gobernado por un tablero de control eléctrico (Zuñiga, 2011).

1.4.1 Partes del equipo *Recoil*

En la figura 1.1 (Shlumberguer, 2015) se muestra de forma general los componentes del sistema; tubos de acero inoxidable de 4m de longitud, 76,20mm de diámetro y 2mm de espesor enroscados, tapón en la parte inferior (sin válvula de pie), contrapeso de 16kg anclado a la parte inferior del tubo, tubo PVC de 25,4mm en el interior del tubo colector para aspiración en superficie, moto-reductor, carretel, tablero, cable de acero de 5mm, polea, sello del cable, Sensor de posición, te de producción, control de caudal, bomba de tornillo. En el Anexo 6 se muestran detalladamente todos estos componentes.

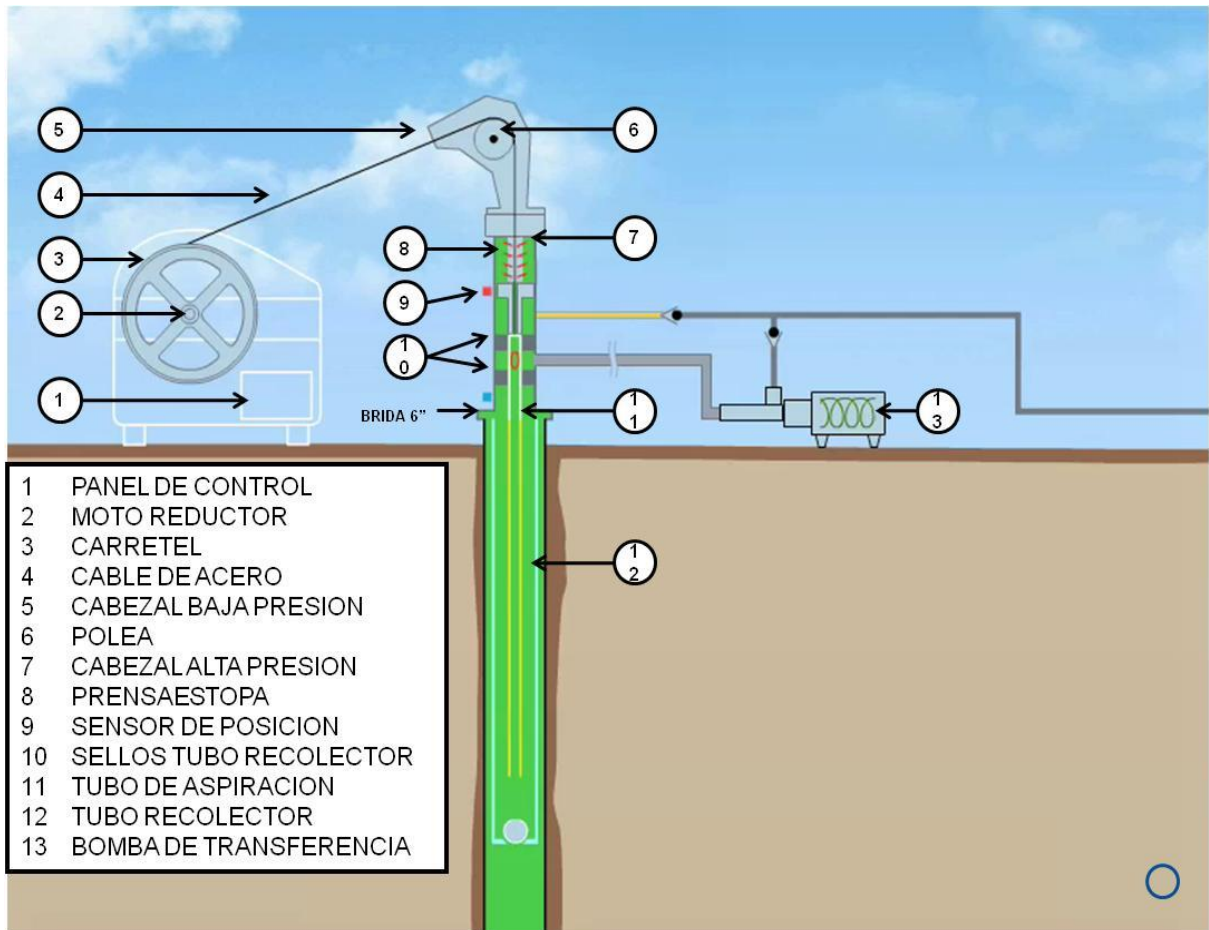


Figura. 1.1 Partes que componen el sistema *Recoil*.

Descripción técnica:

- Profundidad máxima de trabajo del equipo: 975m
- Carga admisible del cable: 1 200kg
- Diámetro del cable: 5mm
- Longitud de la manguera: 11m
- Diámetro de la manguera: 0,06m.
- Potencia motor del reductor: 5,59kW
- Producción aproximada cada 24h: 0.83t (Eficiencia 100%)
- Sistema transferencia líquidos: Bomba de tornillo
- Caudal: 0,4m³/h
- Potencia motor bomba: 750W
- Presión admisible del equipo: 95,53kPa

1.4.2 Principios del funcionamiento

El tubo colector es bajado dentro del revestimiento, libre de *tubing* y varillas de bombeo, por medio de un cable de acero controlado por un motor eléctrico. El cable es guiado en el cabezal por una polea, la cual cuenta con un sensor que permite medir la profundidad en donde se encuentra ubicado el tubo colector. El tubo colector desciende hasta detectar el nivel en forma automática y sumergirse por debajo del fluido (15m), permanece parado un tiempo predeterminado para su llenado. Finalizado el tiempo programado de carga se invierte la rotación del motor y el tubo colector es elevado hasta la superficie.

El sistema está programado para ingresar lentamente dentro del cabezal de alta presión donde un sensor detiene la subida del tubo y acciona la bomba, la cual transfiere el fluido hacia la línea de conducción o tanque de almacenaje.

El tiempo de aspiración es controlado por un sensor de caudal, el cual detecta la falta de fluido en la tubería, se indica que se ha vaciado el tubo colector, para detener la bomba e iniciar un nuevo ciclo.

Durante el inicio de la operación el sistema está programado para que el tubo colector acompañe la bajada del nivel de fluido hasta que se estabiliza la extracción. El equipo está programado para el arranque automático en caso que ocurra un corte de energía eléctrica. La pantalla de visualización permite ver en tiempo real la profundidad donde se encuentra el tubo colector y el nivel de fluido (Zuñiga, 2011).

1.4.3 Parámetros de visualización y programación en el panel de control

El sistema presenta parámetros de control y programación los cuales podemos apreciar a través del panel de control, a continuación se describen:

Parámetros de visualización

1. Profundidad de funcionamiento según variación de nivel.
2. Programación de la máxima profundidad de trabajo.
3. Accionamiento manual o automático de la bomba.
4. Horas de funcionamiento de la bomba y equipo.
5. Tiempos de carga y descarga del tubo colector.

6. Horas de diferida por parada del equipo.
7. Velocidad de ascenso y descenso.
8. Estado del equipo.
9. Duración del ciclo.
10. Torque del motor.
11. Nivel de fluido.

Parámetros de programación

1. Velocidad del motor.
2. Ciclos por día.
3. Profundidad máxima de bajada del tubo colector.
4. Tiempo de bajada del tubo colector.
5. Tiempo de carga del tubo colector.
6. Tiempo de subida del tubo colector.
7. Tiempo de descarga del tubo colector.
8. Tiempo de reposo del tubo colector.
9. Tiempo de encendido de la bomba para descarga en cada ciclo.
10. Porcentaje mínimo de llenado del tubo colector para encender la bomba de descarga.

1.4.4 Criterios para la implementación del sistema.

Para el correcto funcionamiento del equipo *Recoil* se debe tener en cuenta que la tecnología se debe aplicar preferiblemente en pozos de las siguientes características. (Gil, 2009)

- Pozos con producción de fluido inferior o igual a 8 toneladas, activos, inactivos o abandonados.
- Pozos con nivel de fluido máximo, menores o iguales a 1 524 m de profundidad.
- Pozos con baja relación gas petróleo, normalmente menor de $54\text{m}^3/\text{m}^3$.
- Pozos que no produzcan por inyección de agua.
- Pozos que produzcan crudo con gravedad específica mayor o igual a 16°API .

Como expresa (LiftOil.sa, 2011) el sistema de levantamiento artificial *Recoil* presenta varias ventajas y desventajas:

Ventajas del sistema

1. Evita contaminación en superficie.
2. Fácil montaje y desmontaje de la unidad, no se necesita unidad de tracción (máximo 3 horas)
3. Funcionamiento totalmente automático.
4. No requiere operador y la producción no depende del factor humano.
5. Permite hacer pruebas de pozos en intervalos de tiempo establecidos.
6. Requiere mínimo mantenimiento.
7. Necesita alimentación eléctrica a diferencia de un equipo de *swab* o bombeo mecánico.
8. Bajo consumo de energía, 30-35kWh diario.
9. El costo operativo por barril de *Recoil* es más bajo que el de *swab* y similar al de bombeo mecánico.
10. No se requiere instalación de subsuelo dentro del revestimiento.
11. Se evita la deposición de parafina.
12. No requiere intervenciones de servicio a pozo con equipo de tracción.

Desventajas del sistema

1. No es aplicable en pozos con alta relación gas-petróleo (mayor a 54m³/m³).
2. Máximo se debe utilizar en pozos de hasta 915m de profundidad.
3. Falla de cable o rotura de cinta a medida que se baja en pozos más profundos.
4. Se puede implementar solo en zonas electrificadas.
5. Personal técnico exclusivo para el proyecto.
6. No es móvil por lo que se puede usar en un pozo a la vez.
7. Es preferible usarlo en pozos de un potencial de hasta 1.6m³ mucho menos que una unidad de *Swab* que puede recuperar 16m³ de varios pozos en un mismo día sin problema.
8. Una unidad de bombeo mecánico del mismo costo que un equipo de *Recoil* puede recuperar 48m³ sin riesgo de que se quede pescado en el pozo.

1.5 Conclusiones parciales del análisis bibliográfico

1. Según la bibliografía citada los principales métodos de levantamiento artificial son: bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas y bombeo electrosumergible dentro de los métodos convencionales; *Recoil*, *Plunger Lift*, *Swab* y *Chamber Lift* dentro de los no convencionales.
2. Se muestran las ventajas del sistema Recoil para el manejo de los yacimientos de baja producción, además de prescindir de cabillas, bomba de profundidad y tubería de producción.
3. Para el autor el sistema Recoil se adecúa a las condiciones de producción de la EPEP Majagua

Capítulo 2 Materiales y Métodos

2.1 Características generales de los yacimientos

Los yacimientos descubiertos en la empresa se encuentran localizados en la Cuenca Central que abarca las provincias de Ciego de Ávila y *Santi Spiritus*. El pequeño yacimiento de Jarahueca se encuentra en la llamada ventana geológica del mismo nombre.

En la Figura 2.1 se presenta un mapa con la ubicación de estos y sus principales características.

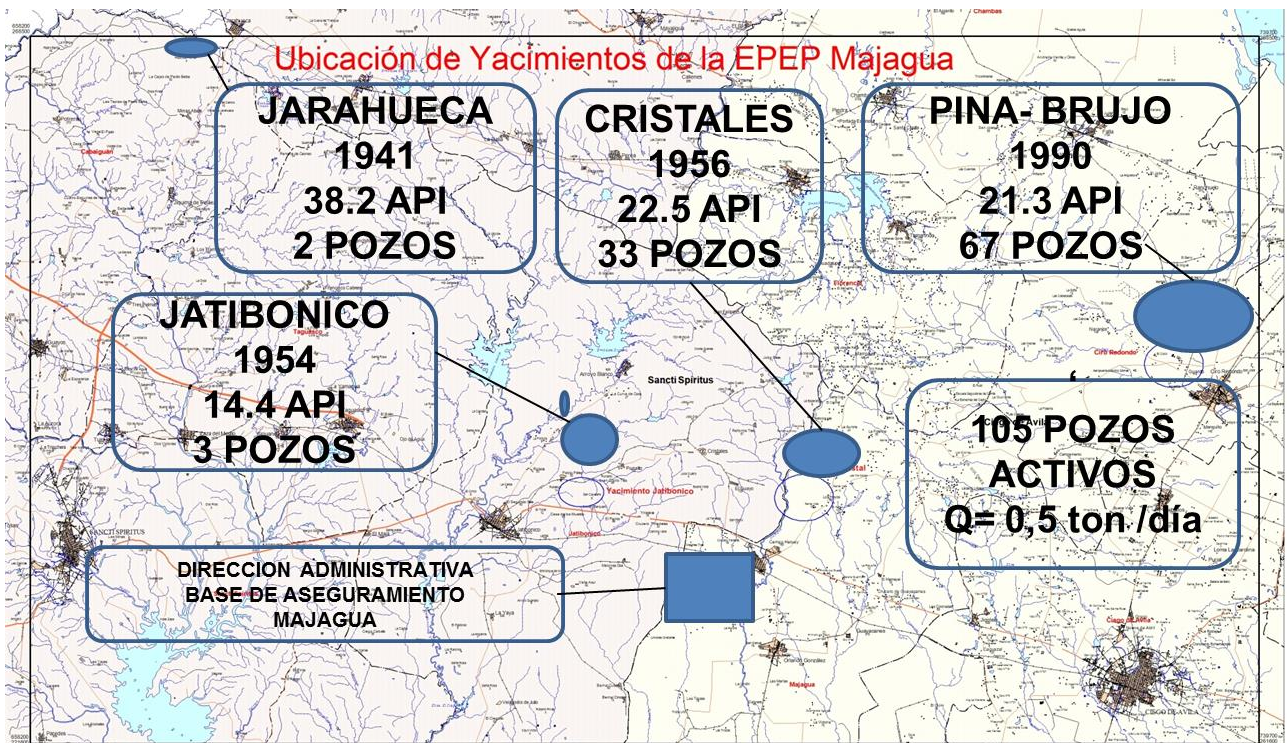


Figura. 2.1 Localización de los yacimientos EPEP Majagua

2.1.1 Descripción general del yacimiento Pina

Ubicación

El yacimiento Pina se encuentra ubicado en la provincia de Ciego de Ávila, Municipio Ciro Redondo y fue descubierto en 1990. En 1995 alcanzó su máximo desarrollo con más de 170 000 toneladas de petróleo y 20 millones de metros cúbicos de gas natural acompañante. En la actualidad se encuentra en su etapa final de explotación. (Grupo de Producción, 1995)

Aspectos generales del yacimiento Pina

En cuanto a las características y aspectos generales el yacimiento Pina está situado geográficamente en la provincia de Ciego de Ávila, Municipio Ciro Redondo (Pina), se encuentra ubicado en el bloque 21.A de la Cuenca Central geológicamente, es un yacimiento que produce por fallas en las estructuras por lo que se considera Estructural Fallado.

Ubicación geográfica: Provincia de Ciego de Ávila, Municipio Ciro Redondo (Pina).

Ubicación Geológica: Cuenca. Central bloque 21.A

Tipo de yacimiento: Estructural fallado.

Horizonte productivo: Tobas finas, Tobas gruesas y efusivos.

Porosidad: Es variable para cada horizonte.

Profundidad del horizonte: 600-1 200m

Presión de capa inicial (+ - 10 % P. hidrostática)

Espesor de los horizontes: Varía de 10-50m

Petróleo: 18-35°API.

Cantidad de pozos perforados: 88

Cantidad de pozos en explotación: 62

Método de explotación: bombeo mecánico, *Swab* y *Recoil*.

Producción Acumulada: 1 244 980 t.

Geología-Estratigrafía del yacimiento Pina

En general el yacimiento presenta en cuanto a litología conglomerados de areniscas tobaceos, areniscas polimícticas, también presenta formaciones de tobas, calizas y otras sobre las tobas yacen conglomerados volcánicos, con un mayor aporte de rocas sedimentarias (calizas, dolomitas, etc.), productor en varios pozos. En la figura 2.2 se representa un resumen litológico del yacimiento de Pina.

Columna geológica generalizada del yacimiento Pina

PERIODO	EPOCA	EDAD	Columna Litológica	ESPESOR	LITOLOGIA
NEOGENO	MIOCENO			200 - 500 m	Calizas organógenas, dolomitas, areniscas polimícticas, margas, conglomerados Areniscas cuarcíferas
	Oligoceno			50 - 150 m	Calizas, areniscas polimícticas, margas
PALEOGENO	EOCENO	Priaboniano		100 - 200 m	Areniscas, calizas conglomerados
		LUTECIANO		200 - 400 m	Areniscas polimícticas, areniscas tobáceas, margas, conglomerados polomícticos, calizas organógenas, areniscas
		YPRESIANO		400 - 800 m	Margas arenosas, areniscas polimícticas, areniscas tobáceas, margas, arcillas conglomerados.
	Paleoceno			50 m	Areniscas polimícticas, caliza, arcillas, margas.
CRETACICO	SUPERIOR	Maestrich-tiano		50 - 100 m	Conglomerado tobáceo, margas, calizas arcillosas
		Campaniano		200 - 600 m	Tobas andesíticas, interc. de areniscas, margas, calizas arcillosas, tufitas.
		Albiano sup. Turoniano		200 - 400 m	Tobas andesíticas de granulometría gruesa, calizas
	INFERIOR	Aptiano - albiano		2000 - 3000 m	Rocas andesíticas, andesítico - basalto, interc. de tobas, arcillitas, areniscas, calizas, basaltos

Figura. 2.2 Columna litológica del yacimiento.

Análisis de Producción

El yacimiento fue descubierto con la perforación del pozo P-2 en el año 1990, el cual resulta productor de petróleo con caudales del orden de los 10m³/d. En el año 1995 alcanzó su máximo desarrollo gracias a los trabajos de fracturación hidráulica desarrollados por la compañía internacional *Sherritt* como mencionamos anteriormente. La producción de petróleo acumulada al cierre 2015 representa el

93,64 % de las reservas calculadas. A continuación se muestra la figura 2.3 que resume los parámetros productivos del yacimiento. (Yacimiento, 2015)

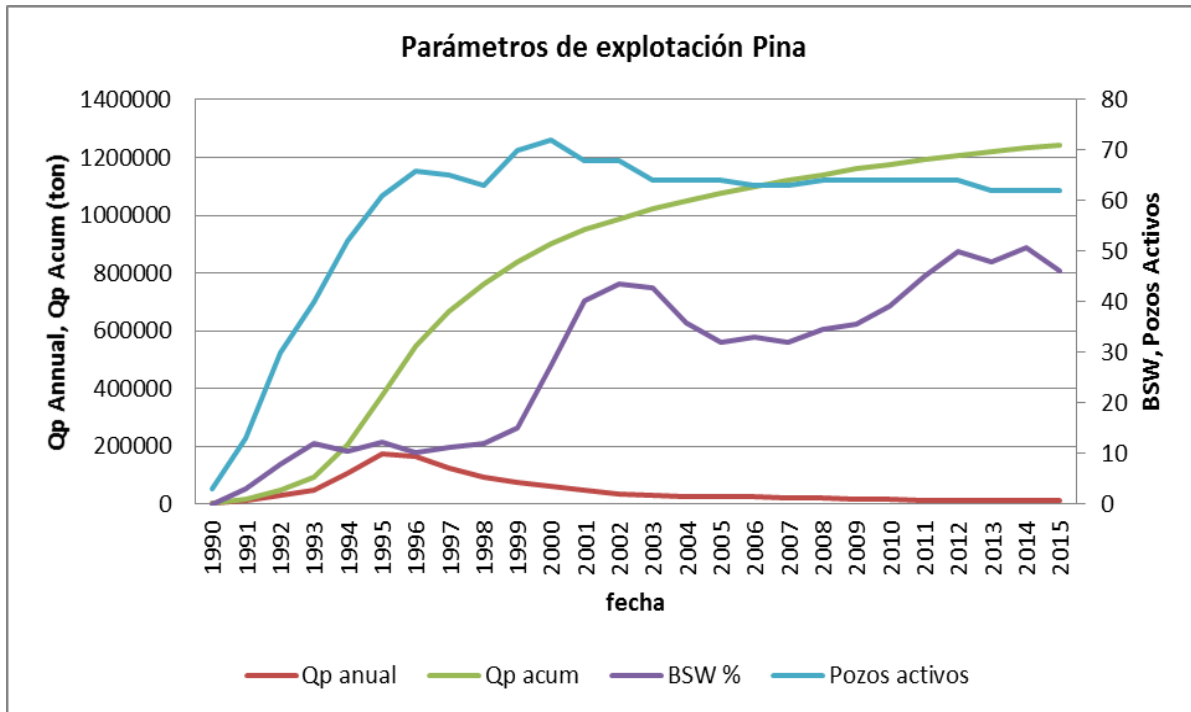


Figura 2.3 Historia de explotación del yacimiento.

En el grafico se observa como declina la producción anual en el yacimiento durante los últimos años resultado de la no perforación de pozos productores en la zona, se muestra un acumulado superior a los 1 200 000 toneladas de petróleo extraídas hasta el 2015, también significativo pero normal con el tiempo es el aumento del porcentaje de agua y sedimento (BSW) en la producción el cual asciende a 50%.

2.2 Caracterización del pozo.

Esta investigación está dirigida a realizar un estudio técnico- económico acerca del sistema Recoil que está instalado en el pozo X del yacimiento Pina perteneciente a la empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Majagua, alcanzar resultados donde justifique la proyección de este sistema para pozos marginales con el fin de reducir los costos de producción y aumentar la producción en alguno de ellos. Para esto, se dispuso de la información diaria de producción, del historial del pozo y de los partes emitidos, esto permitió analizar el funcionamiento del pozo en cuestión en base a su antecedente y presente económico-productivo, y a partir de esos resultados, proyectarnos o no hacia esta nueva tecnología.

El pozo comenzó su explotación en el año 1995 por el método de surgencia natural, la cual duró 6 meses, posteriormente pasó a bombeo mecánico hasta enero de 2007, producto a sedimentos había que cambiar la bomba con mucha frecuencia, teniendo una producción promedio diaria de una tonelada. En marzo de 2007, se realizó una limpieza al fondo del pozo con una bomba de arena y no extrajo sedimentos. Posteriormente se comenzó a inyectar agua, pero fue necesario detener la inyección por la alta presión de admisión y pasó al fondo de *Swab* en julio de 2009, produciendo entre 3 y 5m³ de fluido. Paulatinamente el pozo aumenta su producción entre 18 y 20³ por mes, en la actualidad el pozo con el sistema de Recoil produce entre 25 y 30m³. Durante su explotación ha producido 26 465,62 toneladas de petróleo. Por el potencial productivo que ha tenido este pozo, fue seleccionado para instalar el equipo antes mencionado que se adquirió en el pasado año. Las zonas productivas (punzadas, abierta) son entre 1112 – 913m bajo boca de pozo.

2.3 Descripción del funcionamiento del *Recoil*.

En la figura 2.4 se ilustra el *Recoil* y todos los equipos que intervienen en el sistema.



Figura 2.4: Sistema Recoil instalado en el pozo P-X

El sistema está instalado en un pozo del yacimiento Pina donde tiene variables operativas programadas de acuerdo a las condiciones productivas del pozo. El panel de control muestra varias pantallas de visualización y programación del sistema. A continuación se muestran algunas de las cuales se pueden programar según las condiciones óptimas del pozo.

Pantallas de visualización

Pantalla 1

1. Indica la profundidad real a la cual se encuentra el tubo colector.
2. Indica el porcentaje de torque durante el funcionamiento del equipo y tiempo durante la carga o descarga del tubo colector.
3. Indica el estado en que se encuentra el equipo como los que se mencionan a continuación

Cable flojo, parado, parado posición de descarga, cargando, tiempo bomba, nivel fluido, bajando, subiendo, invalido, sin nivel, error nivel, error posición.

En la figura 2.5 se muestra la pantalla 1 y en el Anexo 7 las pantallas de la 2 hasta la 25.



Figura 2.5 Pantalla 1

Pantalla 2

Total ciclos: Indica la cantidad total de ciclos desde que el equipo se pone en marcha

Tiempo ciclo: Horas, minutos y segundos Indica el tiempo del último ciclo realizado

Pantalla 3

Ciclos x día: Indica los ciclos cada 24h

Bomba x día: Indica la cantidad de arranques de bomba cada 24h

Si el controlador lógico programable (PLC) cuenta con reloj externo, el sistema cierra a las 12h de cada día

Pantalla 4

Continuación de la pantalla 3

Pantalla 5

Nivel x día: Indica el nivel de fluido cada 24h

OBS: Si el PLC cuenta con reloj externo, el sistema cierra a las 12h de cada día

Pantalla 6

Presión de gas: Indica la presión de gas dentro del revestimiento

Open Broadcaster Software (OBS): Para esta función de contar con sensor de presión y un módulo adicional analógico en el PLC.

Pantalla 7

Columna fluido: Indica la columna de fluido entre la máxima profundidad reseteada y el nivel dinámico del pozo

Pantalla 8

Control bomba: Permite controlar la puesta en marcha de la bomba desde la unidad

Tiempo bomba: Indica el tiempo de marcha de la bomba cuando esta accionada manualmente

Pantalla 9

Horas/bomba: Indica la cantidad de horas de uso del motor de la bomba

Horas/equipo: Indica la cantidad de horas de uso del motoreductor

Pantalla 10

TM. Temperatura motor

TV. Temperatura variador

TL. Tensión línea

HZ. Frecuencia motor

TC. Tiempo entre pulso sensor contador

Pantalla 11

FV. Falla variador

TB. Falla torque bajando

TS. Falla torque subiendo

SC. Falla sensor contador

SP. Falla sensor posición

CF. Falla cable flojo (cuando la profundidad es mayor a 5m)

Pantalla 12

CT. Falla cable flojo (cuando la profundidad es menor a 5m)

CM. Falla comunicación *modbus*

PE. Falla parada de emergencia

RB. Falla bomba

PB. Falla máxima presión bomba

EP. Falla error posición

Pantalla 13

EN. Falla error nivel

CE. Falla corte de energía (cuenta solo con llave en 1)

MTS. Máximo torque subiendo

MTB. Máximo torque bajando

Pantallas de programacion

Pantalla 14

Velocidad/bajada: Indica el promedio de velocidad de bajada del tubo colector en cada ciclo

Pantalla 15

Máxima profundidad: Indica la máxima profundidad hasta donde va a llegar el tubo colector a medida que baje el nivel de fluido

Pantalla 16

Tiempo carga: Indica el tiempo de permanencia del tubo colector dentro del fluido para que se llene

Tiempo bomba: Indica el tiempo que necesita la bomba para descargar el tubo colector

Pantalla 17

Tiempo reposo: Indica el tiempo que el equipo va a permanecer parado luego del tiempo de bomba. Este sistema es para aumentar el tiempo del ciclo en los casos que sean necesarios.

Pantalla 18

Longitud cable: Indica la máxima longitud que posee el cable

Control/cada: Indica cada cuántos minutos el sistema va a desenrollar el cable hasta la máxima profundidad para estirar el cable.

Pantalla 19

Sumergencia: Indica los metros que se va a sumergir el tubo colector luego de haber detectado el nivel de fluido. Valor de fábrica 15m, pozo con gas 25m (para evitar cargar en el sector de emulsión).

Ajuste detección nivel: Indica el valor que utiliza el sistema para detectar el nivel.

VALOR DE FABRICA 5

En casos que el equipo no detecte el nivel se debe disminuir el valor para aumentar la sensibilidad (valores normales entre 3 a 5)

Pantalla 20

Rotación / carretel: Esta función permite hacer girar el carretel en forma manual desde la llave de marcha

Manual llave sube: Cuando se coloca la llave de marcha en posición 1 el carretel comienza a girar hacia arriba subiendo el tubo

Manual llave baja: Cuando se coloca la llave de marcha en posición 1 el carretel comienza a girar hacia abajo bajando el tubo

OBS: Durante la rotación del carretel se puede oprimir la tecla verde del tablero (subir) para ir aumentando la velocidad

Velocidad 1

Velocidad 2

Velocidad 3

MTS Indica la profundidad donde se encuentra el tubo

% Indica el porcentaje de torque del motor

Hz Indica la frecuencia del motor

Pantalla 21

Tiempo detección: Indica el tiempo que debe permanecer el valor de torque (calculado por el sistema) para detectar el nivel de fluido valor de fábrica 2

Detección automática: Indica el valor a partir del cual el sistema comienza a detectar el nivel

En caso de colocar 100 m la detección de nivel se va a realizar a partir de este valor

De 0 a 100 m las variaciones de torque no generan la detección de nivel Valor de fábrica 0

Pantalla 22

Petróleo Indica el tipo de fluido con el cual se va a trabajar.

Liviano (Estándar)

Viscoso (En caso de petróleo viscoso, se activan funciones internas)

1. Cuando el tubo está saliendo del fluido el sistema activa una función de alto torque, la cual para el equipo y lo vuelve a arrancar luego de 5 segundos para evitar la falla por máximo torque
2. Permite la activación de la función re arranque en caso que el equipo pare por máximo torque durante la subida
3. Parafinas

Pantalla 23

Velocidad subida: Permite configurar 4 velocidades de subida

Velocidad bajada: Permite configurar 4 velocidades de bajada

Pantalla 24

Baja velocidad torque: El sistema baja la velocidad de rotación cuando el torque es mayor al valor indicado

Sube velocidad torque: El sistema aumenta la velocidad de rotación cuando el torque es menor al valor indicado

Pantalla 25

Clave de acceso: Permite acceder a las pantallas internas de configuración

Versión programa: Indica la versión del programa instalado dentro del PLC

2.3.1 Descripción técnica del sistema *Recoil*

El sistema está compuesto por distintos componentes técnicos que cada uno cumple una función dentro del sistema: chasis tanque, carretel, acoplamiento, cable de acero, tubos de conexión, gabinete, cabezal soporte, sensor cabezal, cabezal de alta presión, tubo colector, bomba de transferencia, motor bomba, reductor bomba, sensor de nivel, sensor de control de caudal, sensor control de tensión de cable de acero y resistencia de frenado. Todos estos componentes están descritos técnicamente en el Anexo 8.

2.4 Análisis productivo-económico del pozo en explotación por Swab

2.4.1 Comportamiento productivo del pozo con el método de Swab

Como se argumenta en el capítulo 1 el *Swab* es un método que consiste en succionar la columna de petróleo o fluido que se encuentra en la tubería de producción, desde una profundidad determinada hasta la superficie utilizando un cable de acero enrollado o *Winche*, en el caso de la empresa tiene contratado este servicio con EMPERCAP. Para todos los pozos se calcula la producción diario por los partes que emiten los yacimientos al despacho de producción, allí se procesan los valores y se calcula la producción total y distribuida por pozo, esa producción se corrige y se envía a un expediente donde se archiva la siguiente información, Fecha (meses), Producción mensual de petróleo y agua, Producción promedio, Días trabajados, porcentaje de aprovechamiento del pozo, Horas trabajadas y el Acumulado de producción tanto de petróleo como de agua.

En el caso de los pozos de *Swab* tiene un tratamiento distinto a los pozos en bombeo mecánico ya que a estos se le elabora un plan de trabajo basado en la curvas de recuperación de nivel para aplicarle la frecuencia de trabajo al pozo.

2.4.2 Análisis económico del método de Swab

Para determinar el costo de producción de una tonelada por el método del *Swab* se utiliza los métodos de consulta a especialistas del área de la UEB de Producción además de consulta a documentos en este caso las facturas de pago por el servicio a la empresa EMPERCAP. En el caso de materias primas y materiales están presentes las copas de *Swab* y el cable galvanizado, también tenemos otros gastos por el servicio como son los gastos fijos y los variables, para el caso de los gastos indirectos se tiene en cuenta el porcentaje que representa la producción de petróleo por *Swab* para la empresa y de ahí ese porcentaje reflejado en los gastos indirectos de los yacimientos Pina y Cristales ya que ellos son los que explotan pozos mediante este método. En la tabla 2.1 se representa un desglose de las partidas para el cálculo del costo de producción. El estudio se realiza durante el periodo de (octubre del 2015 a septiembre del 2016) para poder establecer la comparación con el *Recoil* en el mismo tiempo.

Gastos fijos: Estos costos son en función de tiempo y no de venta y normalmente son contractuales, obligan al pago de una determinada cantidad cada período contable.

Gastos variables: Estos costos varían en relación directa con las ventas de las empresas, son función del volumen no del tiempo, ejemplo los costos de producción y entrega.

. **Tabla 2.1** Costo total del *Swab* oct15- sep16

No.	Elemento de Costo	Unidad de Medida	Cantidad	Costo Total (MN)
	Materias Primas y Materiales			
1.	Copas de <i>Swab</i>	Unidades		
2.	Cable galvanizado	Unidades		
	Total M.P			
	Costo Fijo	-	-	
	Costo Variable	-	-	
	Gastos indirectos			
	COSTO TOTAL	-	-	

Se aplica la ecuación 2.1 para el cálculo del costo de producción unitario de la empresa por el método de *Swab* para el intervalo de doce meses en estudio.

$$\text{Costo Prod unitario } swab = \frac{\text{costo total}}{Q_p \text{ swab}} \quad (2.1)$$

Evaluación del estado de ingresos netos

Para el cálculo de las utilidades por el método de *Swab* durante doce meses de trabajo se tiene en cuenta los costos de producción y el total de ventas de petróleo por este método.

Primeramente se calcula el total de ventas por la ecuación 2.2

$$Ventas = Qp * Precio \text{ (2.2)}$$

Qp= Producción de petróleo por el Recoil (ton)

La ecuación 2.3 determina el valor del costo de prestación del servicio donde intervienen los costos directos por facturas (gastos fijos, gastos variables y materias primas) y los costos indirectos a la producción.

$$Costos \text{ de prest. de servicio.} = Costos \text{ dir.} + Costos \text{ ind.} \text{ (2.3)}$$

Costos dir.= Costos directos a la producción (\$)

Costos ind= Costos indirectos a la producción (\$)

Para este caso donde es una empresa de servicio las utilidades brutas es la diferencia entre los ingresos de ventas y el costo de prestación del servicio, ya que no interviene la depreciación de equipos como se muestra en la ecuación 2.4.

$$Util. \text{ brutas} = Ventas - Costos \text{ de prest. de servicio} \text{ (2.4)}$$

Seguido a esto se obtiene el cálculo de las utilidades imponibles por la ecuación 2.5 la cual interviene un 35% de impuestos sobre las utilidades.

$$Util. \text{ imponibles} = Util. \text{ brutas} * Impuestos \text{ sobre Util.} \text{ (2.5)}$$

Para determinar las utilidades netas se realiza mediante la ecuación 2.6 que a continuación aparece.

$$Util. \text{ netas} = Util. \text{ brutas} - Util. \text{ imponibles} \text{ (2.6)}$$

Con todos estos valores se procede a calcular las utilidades disponibles durante doce meses de servicio de swab por la ecuación 2.7.

$$Util. \text{ disponibles} = Util. \text{ netas} - otras \text{ reservas} \text{ (2.7)}$$

Ya calculadas las utilidades disponibles generales que no aporta este método durante este ciclo de tiempo se distribuyen estas a todos los pozos que tiene la empresa en el fondo de explotación por *Swab*.

2.5 Análisis técnico- económico del pozo explotándose por el método del *Recoil*

2.5.1 Comportamiento productivo del pozo

El pozo comienza su explotación por el método de *Recoil* en octubre del 2015, es seleccionado el mismo para el montaje de la nueva tecnología por ser uno de los mejores pozos del fondo de *Swab* en cuanto a producción. También por el bajo porcentaje de agua y sedimentos (BSW) además de presentar condiciones propicias como electricidad y cercano a la batería de producción del yacimiento Pina con el objetivo de brindarle la mayor supervisión posible por parte de los trabajadores involucrados. A continuación se describen parámetros fundamentales para la explotación de un pozo:

1. **Caudal de fluido total:** el caudal de fluido determina la productividad del pozo, este parámetro se obtiene de las mediciones que se realizan en los pozos. Cada uno de ellos tiene un régimen de medición que varía en dependencia de la necesidad de información que se desee, el fluido que se extrae de los pozos en estudio es multifásico, por lo que para analizar el comportamiento productivo en base al caudal de fluido se tiene que tener en cuenta el porcentaje de agua y sedimento para conocer el caudal de petróleo.
2. **Porcentaje de agua y sedimento:** este parámetro tiene gran importancia para valorar el comportamiento productivo de un pozo. Hay que tener un monitoreo constante, pues la presencia de agua en la producción indica la existencia de un acuífero relativamente activa en el reservorio. Valores elevados de este parámetro (mayor o igual a 50%) según especialistas de la EPEP Majagua, esto puede indicarnos que la depresión de trabajo está cercana a la recomendada por dicho departamento. Si se trabaja con altas depresiones y el pozo está produciendo cerca del contacto agua-petróleo puede ocurrir la conificación, fenómeno que genera pérdidas considerables y en ocasiones el abandono del pozo. Como se menciona anteriormente nuestros yacimientos tienen muchos

años de explotación y muchos pozos exceden el 50% de BSW ya que al pasar el tiempo la tendencia es a que incremente el agua.

En los informes de yacimiento que se realizan anualmente se analiza el comportamiento de la inundación y se expone una clasificación que permite un mejor análisis como se observa en tabla 2.2.

Tabla 2.2 Clasificación del BSW

Rango	Clasificación
< 2%	Excelente
2-20%	Muy bueno
20-50%	Regular
50-75%	Malo
75-90%	Muy Malo
>90%	Crítico

2.5.2 Determinación de los indicadores de eficiencia del sistema de extracción *Recoil*

Los indicadores de eficiencia del sistema de *Recoil* que se miden durante el proceso de extracción son:

1. **Eficiencia de extracción.**
2. **Caudal teórico.**

Eficiencia del bombeo

Este análisis se realiza a partir del comportamiento de los caudales reales que produce el pozo diario mediante las mediciones al tanque donde bombea el mismo y del caudal teórico que puede extraer el tubo PVC durante un ciclo del *Recoil*, la ecuación 2.8 refiere la relación.

$$Ef = \frac{Qr}{Qt} * 100 \quad (2.8)$$

Donde:

Ef.- Eficiencia de extracción, %.

Qr- Caudal de producción real de fluido, m³/día.

Qt- Caudal de producción teórico, m³/día.

Caudal real de fluido.

Este parámetro representa el volumen real que produce el pozo y se obtiene a partir de las medidas en el tanque de producción al cierre de cada día y se calcula en despacho.

Caudal teórico de fluido.

La ecuación 2.9 calcula el volumen que es capaz de extraer hasta la superficie el tubo PVC de Recoil.

$$Q_t = \text{ciclos bomba} * \text{vol} \quad (2.9)$$

Ciclos bomba: veces que bombea la bomba hacia el tanque (ciclos)

Vol.: volumen del tubo colector (l)

Para tener criterio de la valoración de esta eficiencia volumétrica calculada del *Recoil* se calcula la eficiencia de una bomba en bombeo mecánico para un pozo P-107 dentro del mismo yacimiento, igualmente por la ecuación 2.8 pero intervienen otros factores.

$$Ef = \frac{Q_r}{Q_t} * 100$$

Q_r- Caudal de producción real de fluido, m³/día.

Q_t- Caudal de producción teórico, m³/día.

En el cálculo de la eficiencia de una bomba mecánica de profundidad de extracción de petróleo influyen parámetros de la bomba como se indican en la ecuación 2.10.

$$Q_t = \frac{\pi d^2}{4} * \text{recorr} * \text{golpes} * Ef \quad (2.10)$$

d= diámetro de la bomba (mm)

Recorr= longitud que recorre la bomba dentro de su camisa (m)

Golpes= golpes que da la bomba en un minuto (g/min)

Ef.= eficiencia teórica de la bomba (85%)

2.5.3 Análisis económico del método del *Recoil*.

Análisis de la inversión

Este equipo fue adquirido en octubre del 2015 y puesto en marcha en el mismo mes por parte de los compañeros encargados donde se fabrican y de la empresa EPEP Majagua. En la tabla 2.3 se muestra la descripción de los componentes y el monto de la inversión (Epep Majagua, 2015).

Tabla 2.3 Componentes de la inversión del *Recoil*

COMPONENTES	Valor total MP	Valor MN MP	Valor CUC MP	Importación
Capital fijo				
Inversiones fijas				
Const. Y montaje				
Equipos y suministros				
Otros gastos				
Capital de trabajo				
TOTAL GENERAL				

Capital fijo

Parte del capital de una empresa que se invierte en bienes o servicios que quedarán vinculados a ella de forma permanente, como maquinaria, patentes entre otras.

Inversiones fijas

Son aquellos desembolsos de dinero que se efectúa para la adquisición de determinados activos, que van a servir para un normal funcionamiento.

Equipos y suministros

Son los costos de los equipos más otros suministros de la inversión.

Capital de trabajo

Se refiere al capital necesario que se debe disponer para el adecuado y normal funcionamiento de la planta.

Costo de producción

En la tabla 2.4 se muestra todos los elementos de costo que intervienen en el cálculo del costo de producción por el método del *Recoil*.

Tabla 2.4 Costo por partidas del sistema *Recoil*.

No.	Elemento de Costo	Unidad de Medida	Cantidad	Costo Total (MN)
	Salario			
	Mantenimiento eléctrico			
	Mantenimiento mecánico			
	Combustible			
	Energía			
	Amortización	-	-	
	Gastos indirectos	-	-	
	COSTO TOTAL	-	-	

Para algunos elementos se realizan cálculos mediante consideraciones de los especialistas de las áreas para obtener su costo porque de esta forma no se contabiliza en la empresa, son el caso del Salario, Combustible, Energía, Amortización y Gastos Indirectos. Al igual que para el caso del *Swab* este estudio se realiza para un intervalo de doce meses octubre 2015– septiembre 2016.

Salario

Se definen los trabajadores que están involucrados en la función y se determinan el tiempo que emplean en la función, de ahí representa un % de su salario como se muestra en la ecuación 2.11 y 2.12

$$\%hrs\ recoil = \frac{Hrs\ Recoil}{Hrs\ total} * 100 \quad (2.11)$$

%hrs recoil: Porcentaje que se dedica al *Recoil*

Hrs Recoil: Horas que trabaja para el *Recoil*

Hrs total: Horas totales que trabaja en el mes

$$\text{salario} = \frac{\%hrs \text{ Recoil} * \text{sal total}}{100} \quad (2.12)$$

%hrs recoil: Porcentaje que se dedica al *Recoil*

sal total: Salario total devengado por el trabajador (\$)

Este cálculo se realiza para cada uno de los meses anteriormente mencionados con los cinco trabajadores directamente involucrados.

Combustible

Para el caso del combustible se asumen los gastos según los viajes que se dan al equipo por cualquier motivo y teniendo el precio del combustible ya sale el monto.

Energía

En el caso de la energía consumida (ecuación 2.13) por el *Recoil* se realizan cálculos independientes para los dos consumidores motor del equipo y motor de la bomba de transferencia.

Motor del equipo

$$\text{Energía consumida} = P * hrs \text{ trab} * \%torque \quad (2.13)$$

Donde:

P = potencia del motor (kw)

$hrs \text{ trab}$ = tiempo trabajado en el mes (h)

$\%torque$ = esfuerzo del motor durante la carrera (%)

El Recoil realiza su ciclo en un tiempo determinado pero de ese tiempo tiene dos situaciones distintas, un tiempo de bajada superior que el de subida y un torque inferior que el de subida lo que da distintos consumos en ambas situaciones.

Bajando: el equipo baja a una velocidad de V_1 y presenta un % torque bajando, se determina el tiempo que demora en bajar hasta el fluido y el promedio del torque durante la bajada. En la ecuación 2.14 se calcula el consumo del equipo durante la bajada.

$$E \text{ baj} = P * hrs \text{ baj} * \%tq \text{ bajando pdio} \quad (2.14)$$

P = potencia del motor (kw)

$hrs \text{ baj}$ = tiempo trabajado del motor bajando en el mes (h)

$\%tq \text{ bajando pdio}$ = esfuerzo promedio del motor bajando (%)

Subiendo: el equipo sube a una velocidad V_2 y presenta un % torque subiendo, se determina el tiempo que demora en subir hasta la superficie y el promedio del torque durante la subida. En la ecuación 2.15 se calcula el consumo del equipo durante la subida.

$$E_{sub} = P * hrs_{sub} * \%tq_{subiendo\ pdio} \quad (2.15)$$

P = potencia del motor (kW)

hrs_{sub} = tiempo trabajado del motor subiendo en el mes (h)

$\%tq_{subiendo\ pdio}$ = esfuerzo promedio del motor subiendo (%)

Para la energía total consumida por el motor del equipo se suma el consumo bajando y el subiendo, ecuación 2.16

$$E_{total} = E_{baj} + E_{sub} \quad (2.16)$$

E_{baj} = Energía consumida bajando (kWh)

E_{sub} = Energía consumida subiendo (kWh)

Motor de la Bomba de transferencia

Para el cálculo del consumo de la bomba de transferencia se procede a partir de la potencia del motor y el tiempo de trabajo por la misma, en la ecuación 2.17 se realiza el cálculo.

$$Energía\ consumida = P * hrs_{trab} \quad (2.17)$$

P = potencia del motor (kW)

hrs_{trab} = tiempo trabajado en el mes (h)

Para la energía total del Recoil se suma la de ambos motores:

$$E_{total} = E_{equipo} + E_{bomba} \quad (2.18)$$

E_{equipo} = Energía consumida por el equipo (kWh)

E_{bomba} = Energía consumida por la bomba (kWh)

Como referencia para comparar el consumo del Recoil se precede al cálculo del consumo energético del pozo en bombeo P-107 y tener criterio acerca de estos valores, la ecuación 2.19 calcula lo antes mencionado para el mes de septiembre 2016.

$$E = P * T_{trabajo} * Ef.motor \quad (2.19)$$

E = Energía consumida (kWh)

P = Potencia del motor (kW)

$T_{trabajo}$ = Tiempo trabajado por el motor (h)

$Ef. motor$ = Eficiencia teórica del motor (%)

Amortización

Para la amortización del equipo se tiene en cuenta la tasa de depreciación que sería el porcentaje que representa del costo total de la inversión.

Gastos indirectos

Los gastos indirectos (Rojas, 2010) son aquellos (por ejemplo, informática, mantenimiento general, seguridad, supervisión) en que incurre una organización pero que son difíciles de asignar o identificar a parte de la actividad productiva de la organización (ventas, producción, servicio técnico. En la figura 2.6 se muestran desglosados los costos directos e indirectos.

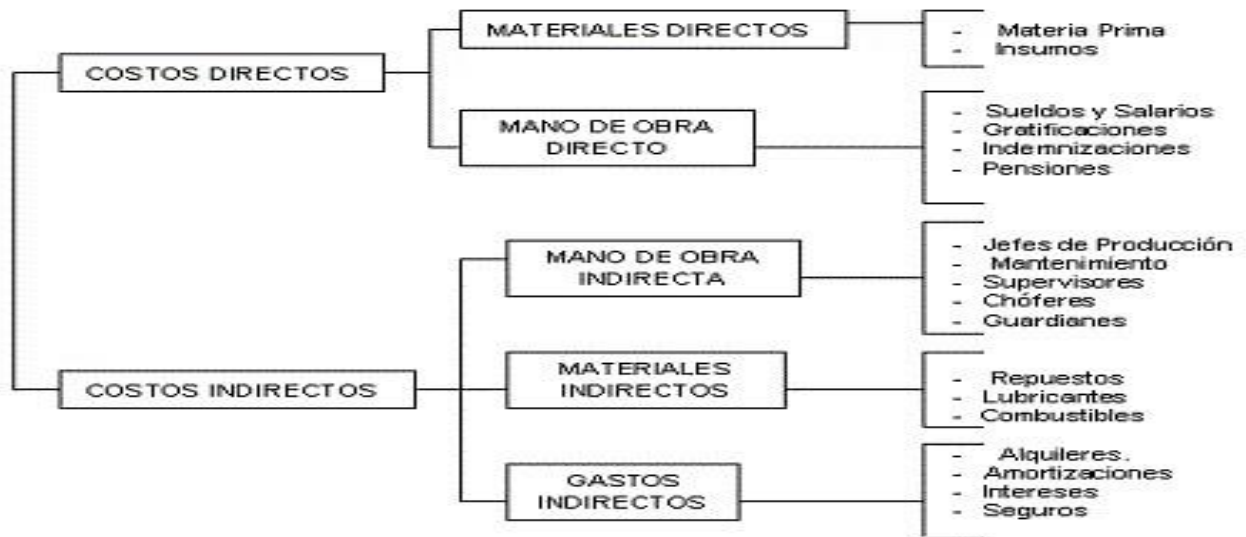


Figura 2.6 Costos directos e indirectos de la producción.

Para este caso el cálculo de los gastos indirectos se tiene en cuenta el porcentaje que representa la producción del pozo con el Recoil para el yacimiento de Pina, ese mismo porcentaje del total de gastos indirectos del yacimiento y tenemos los gastos indirectos del Recoil. Las ecuaciones 2.20 y 2.21 lo calculan.

$$\%Qp \text{ Recoil} = \frac{Qp \text{ Recoil}}{Qp \text{ Pina}} * 100 \quad (2.20)$$

Q_p Recoil: Producción de petróleo del Recoil

Q_p Pina: Producción de petróleo total de Pina

$$\text{Gastos Ind Recoil} = \frac{\%Q_p \text{ Recoil} * \text{gastos ind pina}}{100} \quad (2.21)$$

Obteniendo estos valores de cada partida se procede a calcular el costo de producción de una tonelada por método del Recoil.

$$\text{Costo Prod unitario} = \frac{\text{costo total}}{Q_p \text{ Recoil}} \quad (2.22)$$

Evaluación del estado de rendimiento económico de la inversión del Recoil

Para un análisis del rendimiento de la inversión en los doce primeros meses de trabajo se realiza un cálculo del estado de ingresos netos a partir de las ventas y los costos de producción mediante la misma metodología empleada para el método del Swab.

Primeramente se calcula el total de ventas por la antes mencionada ecuación 2.2

$$\text{Ventas} = Q_p * \text{Precio}$$

La ecuación 2.23 determina el valor del costo de operación donde intervienen los costos directos (salario, energía, combustible y materias primas) y los costos indirectos a la producción.

$$\text{Costos de Oper.} = \text{Costos dir.} + \text{Costos ind.} \quad (2.23)$$

Costos dir = Costos directos (\$)

Costos ind = Costos indirectos (\$)

Para el cálculo del costo de producción se utiliza la ecuación 2.24

$$\text{Costos de Prod.} = \text{Costos de oper.} + \text{Depreciación} \quad (2.24)$$

Costos de oper = Costos de operación (\$)

La ecuación 2.25 se refiere al cálculo de las utilidades brutas que ofrece el Recoil.

$$\text{Util. brutas} = \text{Ventas} - \text{Costos de Prod} \quad (2.25)$$

Seguido a esto se obtiene el cálculo de las utilidades imponibles por la ecuación 2.5 la cual interviene un 35% de impuestos sobre las utilidades.

$$\text{Util. imponibles} = \text{Util. brutas} * \text{Impuestos sobre Util.}$$

Para determinar las utilidades netas se realiza mediante la ecuación 2.6 que a continuación aparece.

$$Util.netas = Util.brutas - Util.imponibles$$

Con todos estos valores se procede a calcular las utilidades disponibles durante doce meses de explotación de la inversión por la ecuación 2.7.

$$Util. disponibles = Util.netas - otras reservas$$

Capítulo 3 Resultados y Discusión

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en la evaluación técnico-económica del nuevo Sistema de Levantamiento Artificial (*Recoil*) ubicado en el pozo Pina X perteneciente al yacimiento del propio nombre, se caracterizan las condiciones de operación y productividad. Luego se realiza un análisis económico del método de levantamiento por *Swab* el cual explotaba el pozo, seguido se realizan los cálculos del costo de producción al método del *Recoil* y se plantea una comparación entre ambos métodos con vistas a seleccionar el método más adecuado a nuestros yacimientos.

3.1. Análisis del comportamiento productivo del pozo en estudio

Para el análisis del comportamiento productivo del pozo se trazaron líneas en el gráfico siguiente que muestran el historial productivo, determinados por los siguientes parámetros: caudal de petróleo acumulado en el tiempo de explotación y caudal de petróleo extraído mensualmente. En la figura 3.1 se observa que el acumulado productivo del pozo es más de 25 000t de petróleo, en la línea perteneciente a la producción mensual se expresa una producción significativa alrededor de sus primeros 12 años de explotación, a partir de ese momento el pozo pasa a inyector de agua unos años pero se decide no continuar con esta medida porque el mismo aumenta mucho la presión de admisión, posterior se comienza a explotar por *Swab* donde produce entre 7 y 10 toneladas de petróleo, en octubre del 2015 se instala el *Recoil* y al próximo mes aumenta su producción hasta 25 toneladas de petróleo.

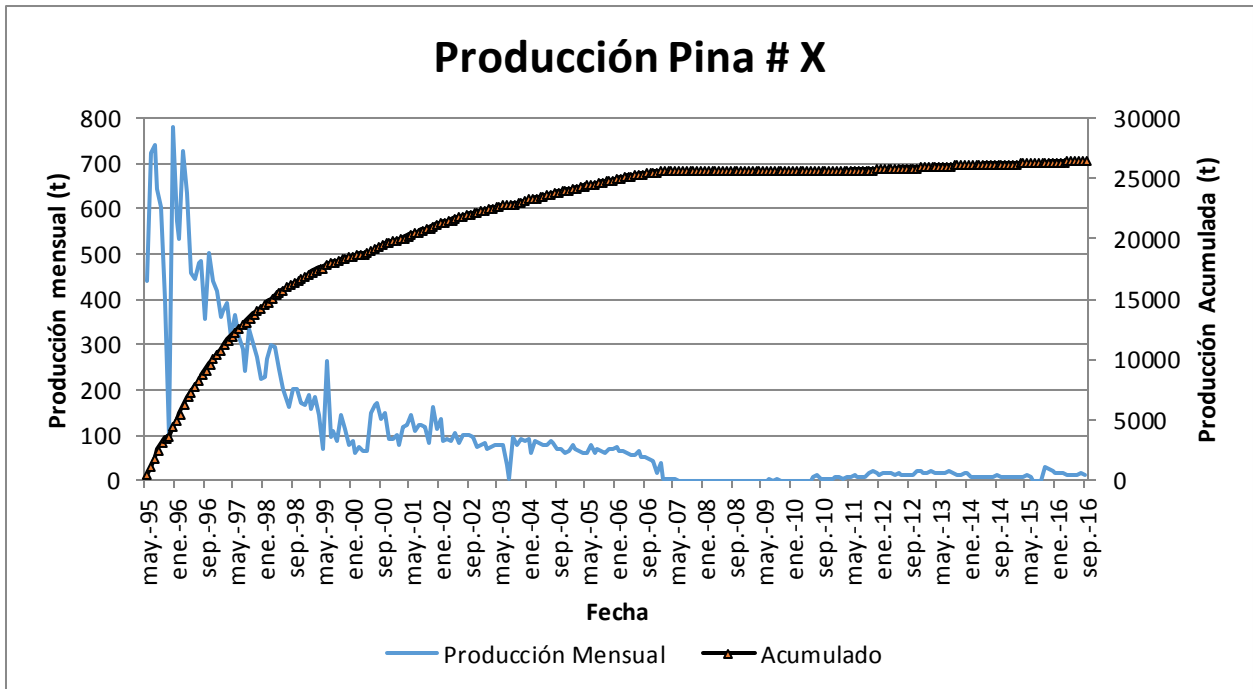


Figura 3.1 Comportamiento general de la producción.

3.2 Producción del pozo por el método de Swab

En la figura 3.2 que a continuación aparece se observa la producción del pozo por el método de Swab doce meses antes de cambiar para el otro sistema, en ese periodo el pozo tenía una frecuencia de producción según su recuperación de 3 y 4 días y una producción promedio de 11 toneladas por mes, para este tiempo el pozo acumuló un total de 133,58t

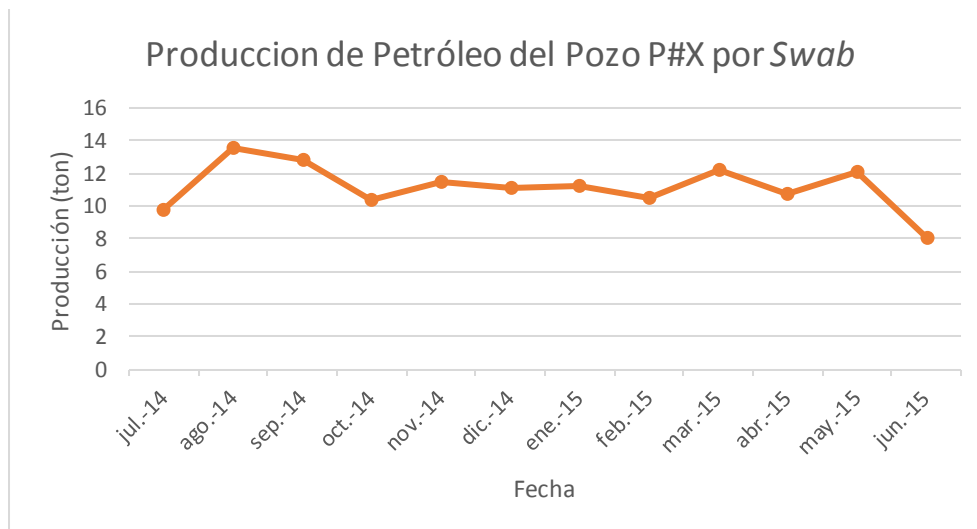


Figura 3.2 Producción del pozo por Swab

3.3 Cálculo del costo de Producción por método de Swab

El costo de producción por este método se realiza de forma general a la empresa es decir con valores de producción y costos del método general, no específicamente al pozo cuando estaba en Swab, resulta un valor unitario del costo más sólido que si hubiese sido calculado únicamente al pozo en cuestión por presentar problemas de información y demás características para el uso de los materiales durante la producción por este método. Para el caso de los materiales utilizados en la producción por Swab son las Copas y el cable, los cuales se cobran independientes a los Gastos fijos y Variables que emiten la facturas de EMPERCAP al cierre de cada mes, los gastos indirectos se calculan por el porcentaje que representa la producción y de ahí a los gastos de los yacimientos, en la figura 3.3 se emiten los resultados del costo unitario por meses desde octubre de 2015 hasta septiembre de 2016 y se observa que los valores en este tiempo están entre los \$227 y \$292 para un ponderado total de \$264,83 por tonelada producida y teniendo en cuenta que el precio de venta actual del crudo es de \$278.46 la tonelada, como se observa en el gráfico en los meses pertenecientes al 2015 generan mayores ganancias porque el precio de venta es superior al existente, en lo adelante los meses de febrero y mayo son ineficientes.

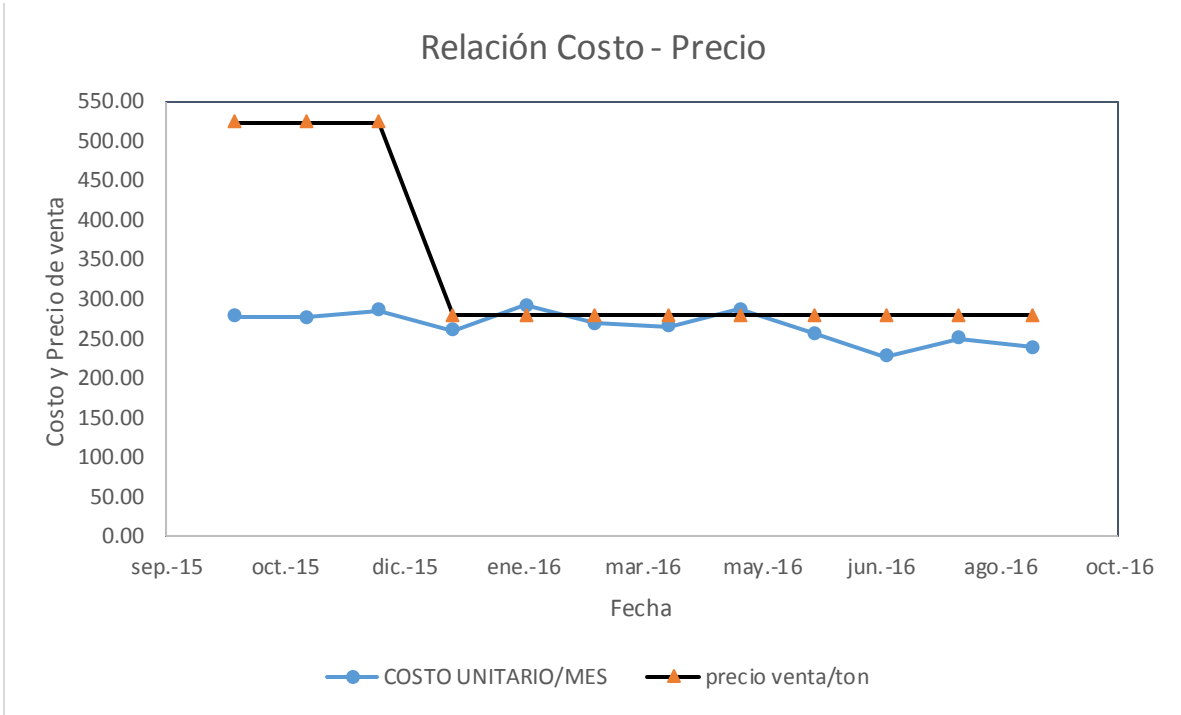


Figura 3.3 Costo unitario de extracción por Swab.

3.3.1 Análisis del estado de ingresos netos

En la tabla 3.1 se realiza un análisis del estado de ingresos netos para el método del *Swab* en un tiempo de un año.

Tabla 3.1 Estado de resultados.

ESTADO DE INGRESOS NETOS (MP)	TOTAL
	Moneda .Total
TOTAL DE VENTAS (1)	991 427,91
Exportaciones	
Ventas en frontera	0
Ventas mercado interno	991 427,91
Otros ingresos	0
COSTOS DIRECTOS (2)	453 232,35
Materia primas y materiales	24 805,78
Gastos Fijos	295 250,64
Gastos Variables	133 175,93
COSTOS INDIRECTOS (3)	271 456,33
Gastos Comerciales	
Gastos de Administración	271 456,33
De ello: Salarios indirecto.	
Gastos de Mantenimiento	0
Otros gastos	0
COSTOS DE OPERACION (2+ 3)= (4)	724 688,68
DEPRECIACION Y AMORTIZACION (5)	0
Depreciación de activos fijos	0
Amortización de intangibles	0
GASTOS FINANCIEROS (6)	0
De ellos: Intereses	0
COSTOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO (4+5+6) = (7)	724 688,68
UTILIDADES BRUTAS (1 - 7)= (8)	266 739,23
Menos: Reservas para contingencias	0
UTILIDADES IMPONIBLES (9)	266 739,23
Menos: Impuestos sobre utilidades (35%)	93 358,73
UTILIDADES NETAS (10)	173 380,50
Menos: Otras reservas voluntarias	
UTILIDADES DISPONIBLES GENERALES	173 380,50
UTILIDADES DISPONIBLES UNITARIO	4 128,11

Para esta evaluación se tiene en cuenta un tiempo de doce meses y da como resultado de las utilidades disponibles 173 380,50 pesos para todo el método de *Swab* que

comprende 42 pozos en explotación, llevado a un pozo se repartiría en 4 128.11 pesos que aporta por cada uno en el año (octubre 2015 – septiembre 2016).

3.4 Comportamiento productivo del pozo con la introducción del *Recoil*

Instalado el nuevo sistema el pozo responde de forma positiva en cuanto a la producción, de producir con una media de 8 toneladas por mes explotándose por *Swab* a alcanzar una producción de 28 toneladas en el primer mes con el *Recoil*. En la figura 3.4 se refleja cómo se comporta la producción en los demás meses.

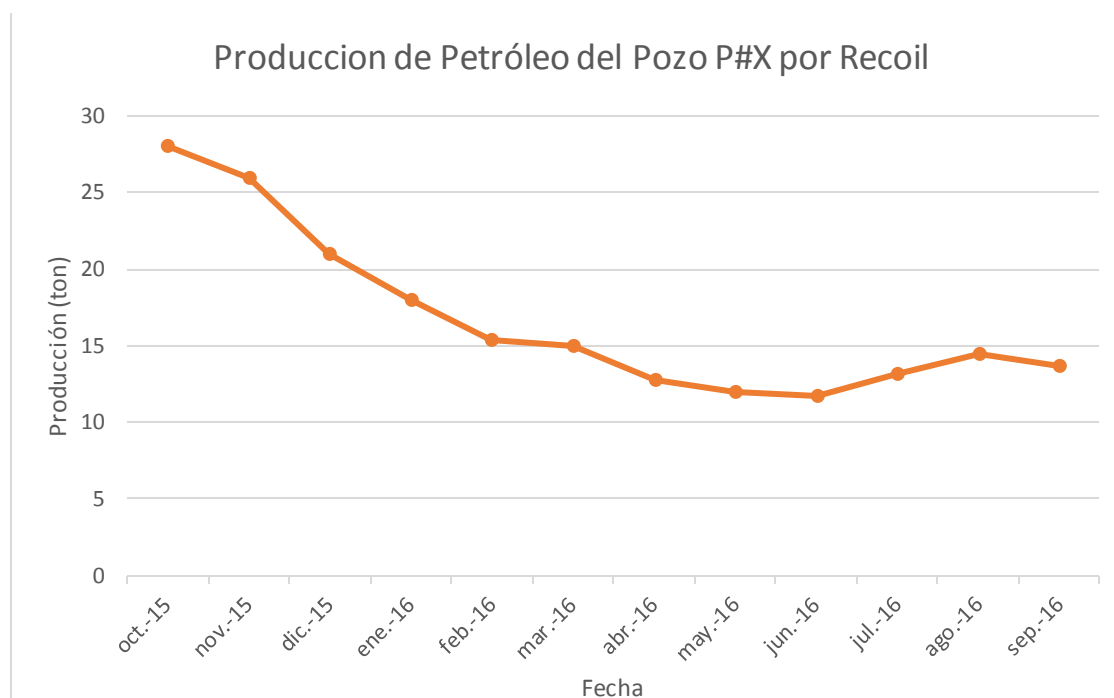


Figura 3.4 Producción del pozo con el *Recoil*

Como se observa en la anterior figura el pozo comienza su explotación con la nueva tecnología con 28t en el primer mes de trabajo ya que el mismo estaba recuperado, a continuación comienza a descender los próximos meses hasta que se estabiliza y comienza a ascender, para este primer año el pozo acumula una producción de 201.02 toneladas.

En la figura 3.5 se muestra el comportamiento del porcentaje de agua y sedimentos (BSW) del pozo desde que se instala el *Recoil*.

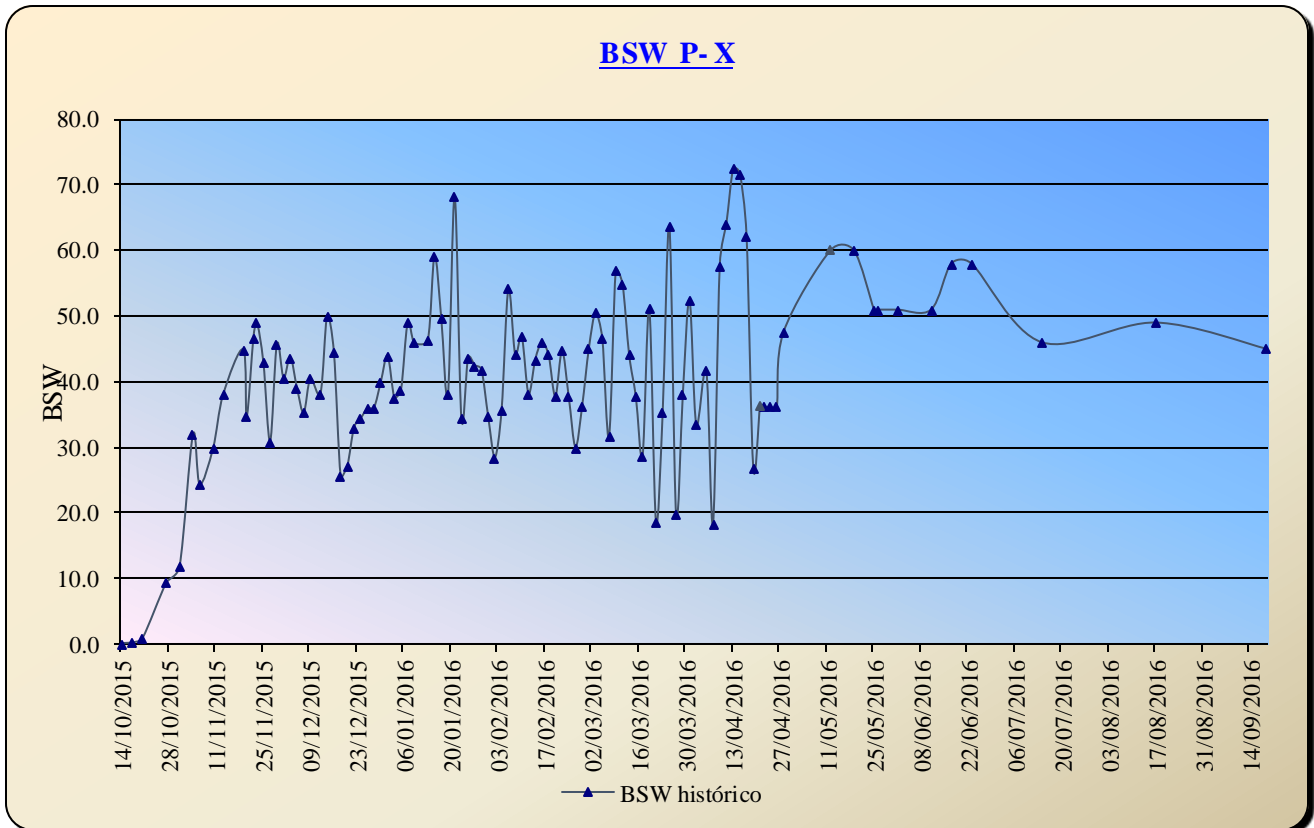


Figura 3.5 Comportamiento del BSW del pozo.

Se observa una fluctuación de los valores de BSW en los primeros meses de producción del pozo con el *Recoil* lo que indica que no se ejecuta de forma correcta la toma de muestras al pozo, a partir de que se toma la medida de tomar muestra a un ciclo completo de dicho sistema y detalladamente analizarlo en el laboratorio central comienza a arrojar valores más estables entre 40 y 60% de agua y sedimentos, un valor elevado para la producción pero teniendo en cuenta el grado de explotación y maduras de estos yacimientos es aceptable.

3.4.1 Eficiencia volumétrica del *Recoil*

En la tabla 3.2 se calcula la eficiencia volumétrica de extracción de fluido obtenida por el sistema para los meses comprendidos entre diciembre de 2015 y julio de 2016.

Tabla 3.2 Eficiencia volumétrica del *Recoil*.

CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE EXTRACCIÓN DEL RECOIL				
MESES	Q. real (m ³)	CICLOS/BOMBA	Q. teórico (m ³)	EFICIENCIA VOLUMÉTRICA (%)
oct-15	30,81	834	46,70	66
nov-15	40,01	1 033	57,85	69
dic-15	36,63	896	50,18	73
ene-16	35,99	836	46,82	77
feb-16	27,99	651	36,46	77
mar-16	27,95	695	38,92	72
abr-16	26,27	628	35,17	75
may-16	27,75	651	36,46	76
jun-16	26,63	664	37,18	72
jul-16	28,29	712	39,87	71
ago-16	28,61	731	40,94	70
sep-16	26,98	679	38,02	71

Para tener criterio acerca de estos valores se calcula la eficiencia de una bomba de extracción por bombeo mecánico en el yacimiento de Pina en el pozo -107, la siguiente ecuación describe el cálculo.

Diámetro de la bomba: 32mm

Recorrido de la bomba: 0.75m

Golpes /min: 5

Ef.: 0,85

Qreal= 1.77m³/día

$$Q_t = \frac{\pi d^2}{4} * \text{recorr} * \text{golpes} * E_f$$

Qt= 3,7m³/día

$$E_f = \frac{Q_r}{Q_t} * 100$$

Ef.= 44,84 %

La eficiencia volumétrica del *Recoil* arroja resultados entre los 66 y 77 % comparado con el 44,84% de la bomba mecánica es bastante superior por lo que se afirma que estamos hablando de una buena eficiencia, añadir que la baja eficiencia del bombeo mecánico

está dada en parte por los bajos niveles que aporta la capa debido a los muchos años de explotación que presenta.

3.5 Parámetros Actuales de operación del sistema *Recoil*

El sistema opera bajo parámetros programables que están constantemente monitoreados donde se busca optimizar su trabajo según condiciones del pozo. Parámetros como profundidad de bajada después de detectar el nivel, tiempo de llenado, tiempo de bombeo hacia el tanque de almacenamiento, tiempo de reposo, ciclos por día, tiempo del ciclo y velocidad de subida y bajada entre otros, son algunos de los que intervienen en la eficiencia productiva del sistema y del pozo. En la figura 3.6 se muestra el monitoreo al nivel del líquido en el pozo y a los ciclos que da el sistema por meses desde que se instala en el mes de octubre del 2015.

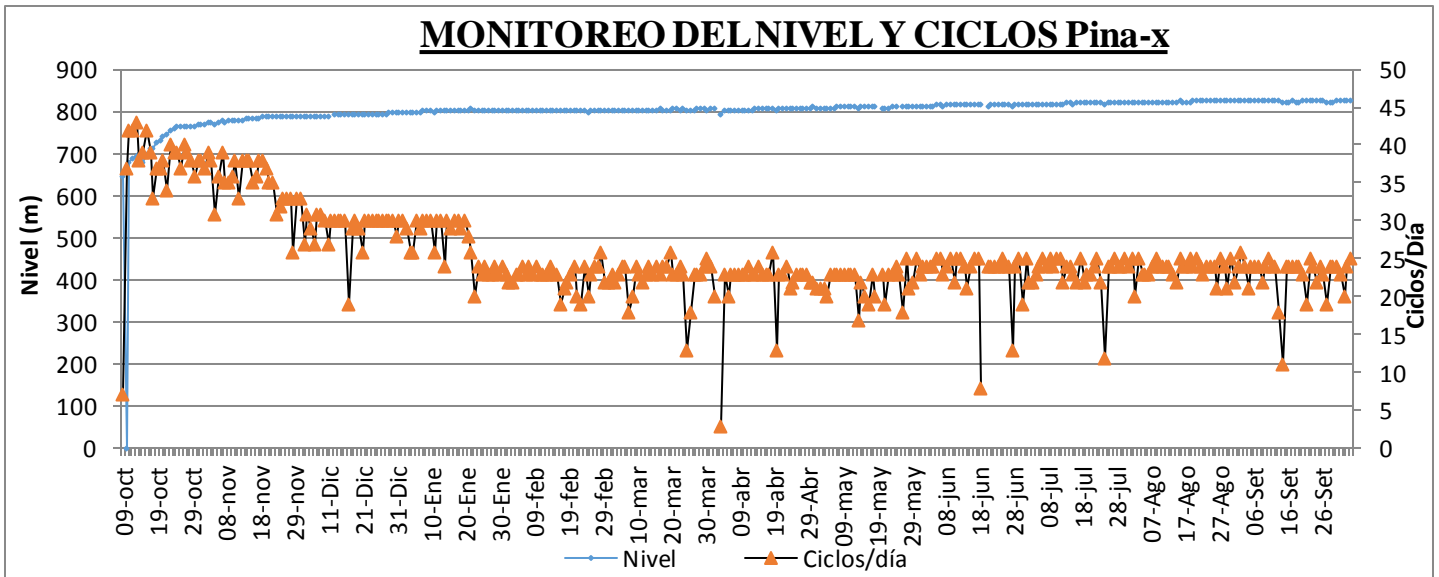


Figura 3.6 Secuencia de los ciclos del equipo y del nivel del pozo.

Como muestra la figura 3.6 el nivel del pozo en su comienzo está entre 700 y 800m ya que el pozo estaba recuperado al llevar 3 meses sin producir, más adelante es estable en su comportamiento al tener actualmente su nivel en 825m y todavía con una columna de líquido de 60 m porque su tubería la tiene situada a 880m. En cuanto al comportamiento de los ciclos este presenta una curva normal ya que depende en gran medida del reposo que se le programe al pozo para que se recupere, en los primeros meses alcanza hasta 42 ciclos en el día porque la velocidad de bajada y subida es la máxima V1 donde demora menos en la maniobra además el nivel estaba más arriba,

actualmente el pozo es estable cerca de los 25 ciclos en el día porque han cambiado los parámetros anteriormente mencionados. En el Anexo 9 se presenta un resumen del monitoreo de todos los parámetros de trabajo del Recoil para todos los días del mes de septiembre de 2016.

3.6 Determinación del costo de producción por el método del *Recoil*

Este análisis de los costos se realiza en un tiempo de doce meses (octubre 2015-septiembre 2016), por ser este sistema nuevo en la explotación de petróleo en nuestro país y no poseer información concreta acerca de su factibilidad se procede al cálculo de todas las partidas influyentes en el cálculo del costo de producción de dicho sistema.

Consumo energético del sistema *Recoil*

Este sistema se compone por dos consumidores eléctricos:

Motoreductor

Bomba de transferencia

En la tabla 3.3 se muestra el cálculo del consumo eléctrico para el motoreductor del sistema *Recoil*.

Tabla 3.3 Consumo eléctrico del motoreductor.

fecha	Tiempo (h)		Torque Promedio		Consumo Equipo (kWh)		
	tiempo bajando	tiempo subiendo	torque bajando	torque subiendo	bajando	subiendo	total
oct-15	268,79	163,21	0,25	0,52	268,79	339,48	608,27
nov-15	372,70	226,30	0,25	0,52	372,70	470,71	843,41
dic-15	357,77	217,23	0,25	0,52	357,77	451,84	809,61
ene-16	330,39	200,61	0,25	0,52	330,39	417,27	747,66
feb-16	253,86	154,14	0,25	0,52	253,86	320,61	574,47
mar-16	268,17	162,83	0,25	0,52	268,17	338,69	606,86
abr-16	245,15	148,85	0,25	0,52	245,15	309,61	554,76
may-16	265,68	161,32	0,25	0,52	265,68	335,55	601,23
jun-16	271,90	165,10	0,25	0,52	271,90	343,41	615,31
jul-16	290,57	176,43	0,25	0,52	290,57	366,97	657,54
ago-16	296,17	179,83	0,25	0,52	296,17	374,05	670,22
sep-16	281,86	171,14	0,25	0,52	281,86	355,98	637,83

Se observa que a pesar de emplear menor tiempo durante la subida en los ciclos por estar programado en V_1 el consumo del motoreductor es mayor, resultado de que durante el recorrido ascendente el tubo colector está lleno y realiza un mayor esfuerzo para su levantamiento esto se refleja en el torque promedio (52%), para este valor se realiza una

medición del torque máximo y mínimo donde el máximo es 68% y el mínimo de 37%, durante la bajada se realiza la misma operación y los torque máximo y mínimo son 35% y 15% respectivamente y arroja un promedio de 25%. El motor del equipo es de 4kW.

En la tabla 3.4 se calcula el consumo de la bomba de transferencia del sistema, se tiene en cuenta el tiempo que trabaja la bomba y la potencia del motor 2kW.

Tabla 3.4 Consumo eléctrico de la bomba de transferencia.

bomba de transferencia			
fecha	ciclos/bomba	tiempo bombeo (h)	Consumo (kWh)
oct-15	834	18,53	37,07
nov-15	1033	22,96	45,91
dic-15	896	19,91	39,82
ene-16	836	18,58	37,16
feb-16	651	14,47	28,93
mar-16	695	15,44	30,89
abr-16	628	13,96	27,91
may-16	651	14,47	28,93
jun-16	664	14,76	29,51
jul-16	712	15,82	31,64
ago-16	731	16,24	32,49
sep-16	679	15,09	30,18

Como se observa en la tabla 3.4 el consumo de la bomba de transferencia es pequeño, el máximo valor registrado es en noviembre de 2015 de 45,91kWh porque ese mes fue cuando más tiempo de trabajo realizó. Los demás meses oscilan alrededor de 30kWh. El tiempo de trabajo por ciclo de bombeo es de 80s.

En la figura 3.7 se muestran los resultados del consumo total del sistema que es la sumatoria del motoreductor y la bomba de transferencia de acuerdo al tiempo comprendido entre oct-15 y sep-16. Se observa que el consumo disminuye con respecto a los primeros meses eso está dado porque actualmente tiene un mayor tiempo de reposo.

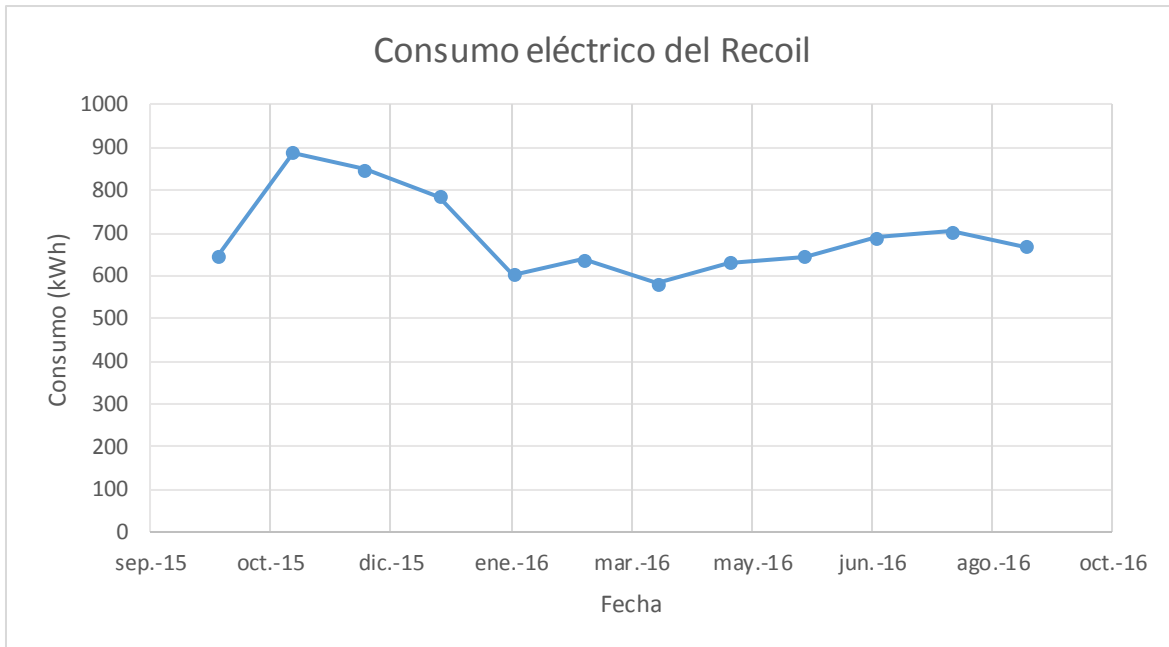


Figura 3.7 Consumo eléctrico del *Recoil*

Para un análisis de este consumo energético del sistema que incluye los dos motores eléctricos se calcula el consumo del motor de la unidad de bombeo del pozo Pina-107, el yacimiento posee motores eléctricos desde 4 hasta 7kW donde predomina éste último de acuerdo a las condiciones del pozo y de la unidad de bombeo. El pozo escogido para ésta referencia posee las siguientes características:

Motor eléctrico: 4kW

Unidad de bombeo (UB): ZK3

Profundidad: 876m

Qf: 1.8m³/día

La figura 3.8 relaciona los dos consumos (UB y *Recoil*) de forma simultánea en el mismo tiempo.

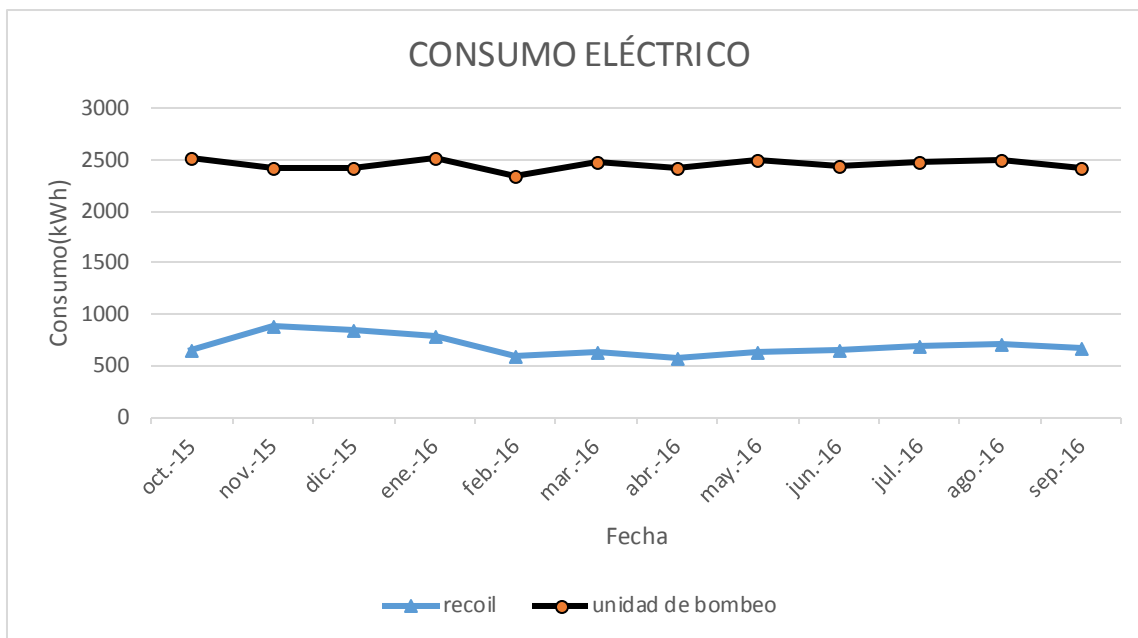


Figura 3.8 Consumo eléctrico del *Recoil* y UB

Como se observa el consumo de la unidad de bombeo es bastante mayor al del *Recoil*, está alrededor de los 2500kWh por meses, añadir a esto que es una pequeña unidad de bombeo con un motor de pequeña potencia donde en el yacimiento predominan motores con más caballos de fuerza, como indica la figura 3.8 y lo antes planteado se afirma que el *Recoil* tiene menor consumo eléctrico que cualquier unidad de bombeo instalada en los yacimientos de la EPEP Majagua.

Depreciación

La depreciación del *Recoil* se realiza según el valor bruto de la inversión y la tasa de depreciación que presenta (15% para equipos tecnológicos), a partir de esto se calcula cuanto deprecia anual y mensualmente, según esto la vida útil del sistema asciende a 7 años. A continuación en la tabla 3.4 se resume el desglose de depreciación del sistema.

Tabla 3.5 Amortización del equipo

Años		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
Valor Bruto	62 400	62 400	62 400	62 400	62 400	62 400	62 400	62 400
Depreciación anual	15%	9 360	9 360	9 360	9 360	9 360	9 360	6 240
Depreciación acumulada		9 360	18 720	28 080	37 440	46 800	56 160	62 400
Valor Residual		53 040	43 680	34 320	24 960	15 600	6 240	0
Depreciación mensual	780							

La depreciación mensual calculada del equipo es de 780 pesos lo que trae consigo que el sistema deprecie en 7 años de explotación.

Salario

En partida salario se involucran 3 trabajadores directamente ya que este sistema es totalmente automático. Según un estimado del tiempo de los mismos a la función de este sistema el salario es de 93,24 pesos por mes, los trabajadores involucrados son:

1. Jefe de yacimiento
2. Operador de extracción de petróleo y gas
3. Auxiliar de labores petroleras

Gastos indirectos

En la tabla 3.6 se manifiestan los gastos indirectos que corresponden al *Recoil*. En la misma se observa que la producción por el *Recoil* representa entre el 1 y 2% de la producción del yacimiento por tanto los gastos indirectos por meses fluctúan entre 900 y 2 300 pesos.

Tabla 3.6 Gastos indirectos.

PRODUCCION TOTAL		PRODUCCION RECOIL		GASTOS INDIRECTOS	
MES	PINA	RECOIL	% REPRESENTA PINA	GASTOS IND PINA	GASTOS IND RECOIL
oct-15	1 081	28,05	2,70%	113 456,52	3 060,05
nov-15	1 050	25,91	2,47%	98 826,77	2 438,67
dic-15	1 079	20,98	1,94%	115 722,69	2 250,10
ene-16	1 068	17,96	2,00%	76 432,21	1 528,64
feb-16	996	15,32	1,54%	90 110,09	1 386,03
mar-16	1 060	14,99	1,41%	96 300,6	1 361,84
abr-16	1 021	12,82	1,26%	77 494,49	973,05
may-16	1 053	11,97	1,14%	96 409,64	1 095,94
jun-16	1 011	11,74	1,16%	83 708,57	972,05
jul-16	1 045	13,17	1,26%	75 055,54	945,92
ago-16	1 040	14,5	1,39%	75 591,91	1 053,93
sep-16	1 003	13,61	1,36%	78 372,58	1 063,46

Calculadas todas las partidas anteriormente mostradas se adicionan los gastos por mantenimiento mecánico y eléctrico además del combustible empleado se procede a calcular el costo de la tonelada por este método de extracción. En la tabla 3.7 se

muestran los resultados de todas las partidas para el tiempo de trabajo evaluado en este informe, se evidencia que los gastos indirectos son los más representativos porque hay meses donde el yacimiento incurre en más gastos y otros en menos, también depende de la producción del pozo y el porcentaje que represente del yacimiento

Tabla 3.7 Desglose de las partidas por meses.

FECHA	Salario (MN)	Mtto (MN)	Combustibles (MN)	Energía (KW)	\$/KW	Deprec (MN)	Gastos ind (MN)	Qp (t)
oct-15	93,24		9,28	645,33	148,43	780	3 060,05	28,05
nov-15	93,24		9,28	889,32	204,54	780	2 438,67	25,91
dic-15	93,24		9,28	849,43	195,37	780	2 314,45	20,98
ene-16	93,24		9,28	784,81	180,51	780	1 285,32	17,96
feb-16	93,24		9,28	603,40	138,78	780	1 386,03	15,32
mar-16	93,24		9,28	637,75	146,68	780	1 361,84	14,99
abr-16	93,24	61,29	9,28	582,67	134,01	780	973,05	12,82
may-16	93,24		9,28	630,16	144,94	780	1 095,94	11,97
jun-16	93,24		9,28	644,82	148,31	780	972,05	11,74
jul-16	93,24	114,2	9,28	689,19	158,51	780	945,92	13,17
ago-16	93,24		9,28	702,71	161,62	780	1 053,93	14,50
sep-16	93,24		9,28	668,01	153,64	780	1 063,46	13,61
TOTAL	1118,88	175,5	111,36		1915,3	9360	17950,70	201,02

Ya calculadas todas las partida anteriormente se procede al cálculo del costo de producción unitario de la tonelada de petróleo extraída. En la figura 3.9 se muestran estos resultados.

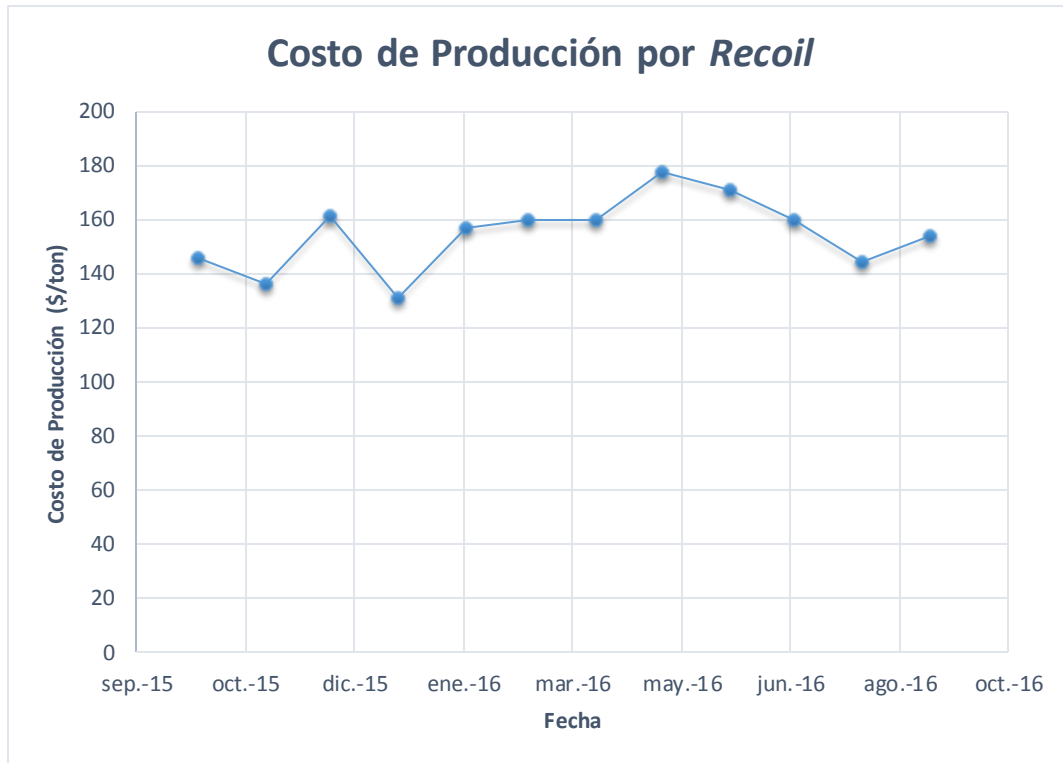


Figura 3.9 Costo de Producción unitario

Como se muestra en la figura 3.9 el costo unitario de la tonelada de petróleo por el sistema *Recoil* en estos meses de estudio está entre los 130 y 180 pesos por tonelada, comparado con el costo unitario de toda la empresa 224 pesos donde se incluyen los tres métodos de producción que tiene la EPEP Majagua que fue al cierre de septiembre de 2016 está por debajo.

En la figura 3.10 se relaciona el costo de producción y el precio de venta del petróleo durante este ciclo para observar la rentabilidad o no de dicho sistema.

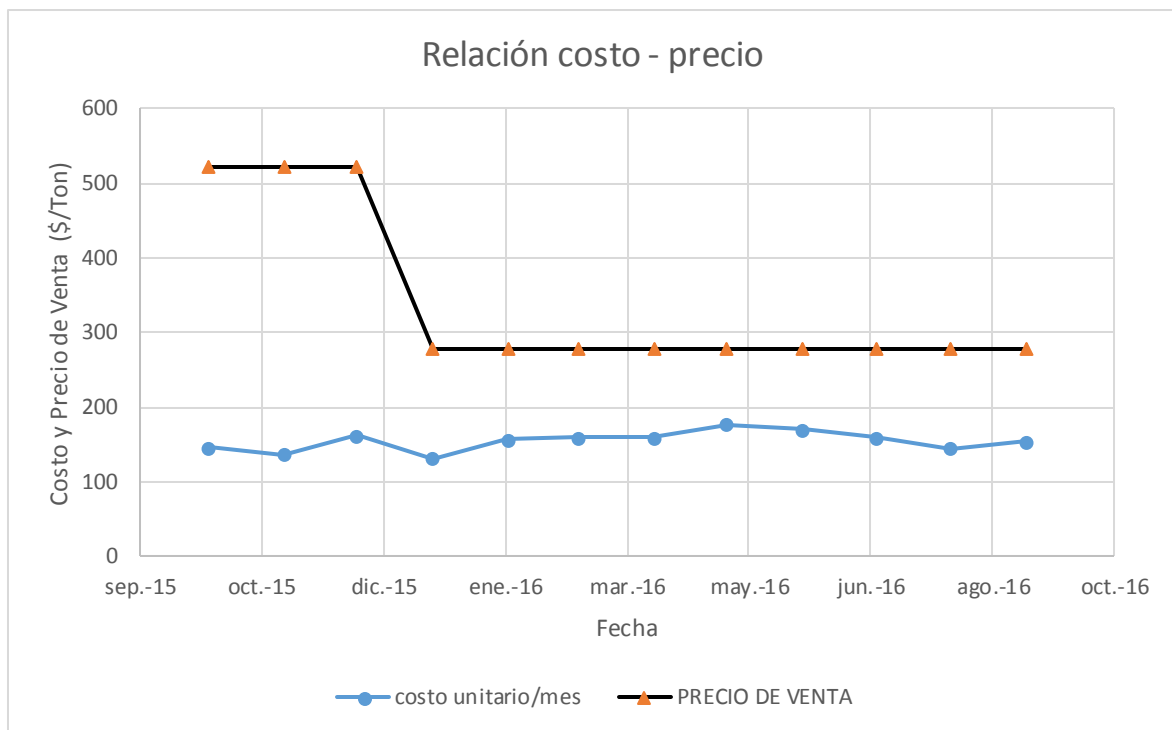


Figura 3.10 Relación costo – precio de la tonelada

Como se observa en la figura 3.10 hay un gran intervalo entre el costo de producción de petróleo por el *Recoil* y el precio de venta de la tonelada lo cual es muy positivo para cualquier proyecto o proceso productivo de una empresa. En los primeros meses se manifiesta una ganancia alrededor de los 400 pesos por tonelada ya que el precio de venta en el 2015 estaba fijado en 523,26 pesos la tonelada, en el 2016 baja el precio de venta del petróleo hasta 278,46 pesos y las ganancias descienden a algo más de 100 pesos por tonelada extraída.

3.6.1 Evaluación costo-beneficio del método del *Recoil*

Valor de la inversión

En la siguiente tabla se resume el monto total de la inversión para todos los componentes, como se observa el valor en pesos convertibles (CUC) es de 54 000 pesos de importación y en Moneda Nacional (MN) de 8 400 pesos lo que da como resultado 62 400 pesos de Moneda Total (MT).

Tabla 3.9 Valor de la inversión

COMPONENTES	Valor total MP	Valor MN MP	Valor CUC MP	Importación
Capital fijo	62 400	8 400	54 000	54 000
Inversiones fijas	62 400	8 400	54 000	54 000
Const. Y montaje	0	0	0	0
Equipos y suministros	62 400	8 400	54 000	54 000
Otros gastos	0	0.0	0	
Capital de trabajo	0	0	0	0
TOTAL GENERAL	62 400	8 400	54 000	54 000

El análisis de costo-beneficio es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto. Como complemento de esta inversión después de estar en marcha se realiza un flujo de caja a partir de datos reales de producción, costos y precios de venta del petróleo en el primer año de explotación del equipo, con este cálculo de dos indicadores financieros importantes para toda inversión como son el VAN (valor actual neto) y el TIR (tasa interna de retorno) y la condiciones mencionadas anteriormente se realiza un análisis sólido para futuros proyectos de este sentido.

Tabla 3.10 Evaluación costo-beneficio del *Recoil*

FLUJO DE CAJA							
FLUJO DE CAJA							
(MT)							
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	TOTAL
INGRESOS		96 184,28	73 947,02	70 250,03	66 736,98	63 400,50	370 518,81
EGRESOS	62 400,00	31 795,33	31 795,33	31 795,33	31 795,33	31 795,33	221 376,67
Costos de Inversión	62 400,00						
Capital de Trabajo							
Costo de Operación		31 795,33	31 795,33	31 795,33	31 795,33	31 795,33	
Impuesto							
SALDO	-62 400,00	64 388,95	42 151,68	38 454,70	34 941,65	31 605,17	
SALDO ACUMULADO	-62 400,00	1 988,95	44 140,63	82 595,33	117 536,98	149 142,14	

	10%	15%	20%
VALOR ACTUALIZADO NETO (pesos)	93 957	75 164	60 280
TASA INTERNA DE RETORNO	77%		
PERIODO DE RECUPERACION	12 meses		

En la tabla 3.10 se calculan los indicadores antes mencionados los cuales arrojan resultados positivos, para 5 años de trabajo se tiene en cuenta una declinación de la producción del pozo de 5% por cómo se ha comportado en los últimos tiempos y una constante del precio de venta del petróleo sin tener en cuenta que en los últimos meses ha tenido un pequeño incremento a nivel internacional y se toman medidas para que esto suceda, para este tiempo resulta un VAN de \$75 164 con una tasa de interés del 15% que utiliza el sistema Cupet para inversiones a raíz de análisis de riesgos y demás cuestiones en el mercado internacional, además se calcula el VAN con tasas del 10 y 20% para conocer como oscila la inversión en este intervalo y emite resultados de 93 957 y 60 280 pesos respectivamente, una TIR muy buena para la inversión de 77%, porcentaje este que necesita descontar el VAN para igualarlo a 0, además la inversión se recupera en 12 meses.

3.6.2 Análisis de sensibilidad del VAN a la reducción de las ventas

Como se conoce internacionalmente el precio del petróleo ha decaído en los últimos años y no deja de ser una preocupación para la industria petrolera mundial aunque en los últimos meses se ve un repunte a subir los precios, la EPEP Majagua no está ajena a esta situación y al igual es afectada por este motivo. A continuación en la figura 3.11 se realiza un análisis de sensibilidad a la reducción de los ingresos por concepto de ventas de petróleo en el futuro aplicada a la inversión realizada.

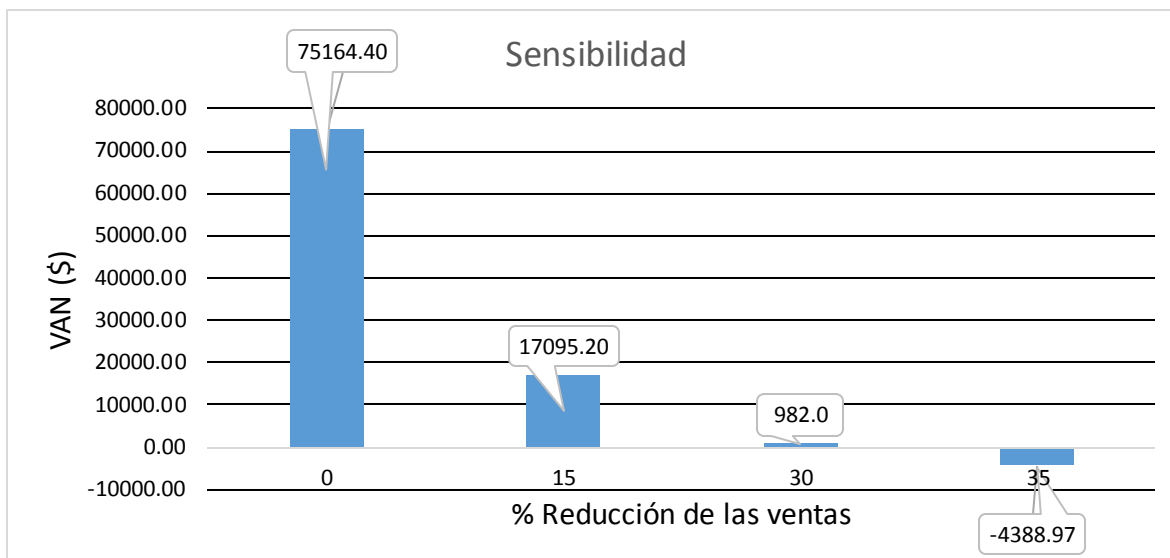


Figura 3.11 Sensibilidad del Van a la reducción de las ventas

Como se observa la presente inversión es económicamente factible hasta una reducción de los ingresos por ventas de petróleo de un 30% que aporta un valor actual neto de 982,02 pesos, por encima de este porcentaje la inversión entra en pérdidas a la empresa. Este estudio es válido para este proyecto como para próximas inversiones de este equipo.

3.6.3 Evaluación de rendimiento neto de la inversión

Tabla 3.8 Estado de resultados de la inversión

	TOTAL	Año 1
	Moneda Total	Total
TOTAL DE VENTAS (1)	96 184,3	96 184,3
Exportaciones	0,0	
Ventas en frontera	0,0	
Ventas mercado interno	74 321,3	74 321,3
Otros ingresos	21 862,9	21 862,94
COSTOS DIRECTOS (2)	3 145,5	3 145,5
Materia primas y materiales	111,4	111,4
Salarios directos	1 118,9	1 118,88
Servicios públicos	1 915,3	1 915,30
Otros servicios (Ser. SEPSA)	0,0	
COSTOS INDIRECTOS (3)	18 126,2	18 126,2
Gastos Comerciales		
Gastos de Administración		
De ello: Salarios ind.	17 950,7	17 950,70

Gastos de Mantenimiento	175,5	175,5
Otros gastos	0,0	
COSTOS DE OPERACION (2+ 3)= (4)	21 271,7	21 271,7
DEPRECIACION Y AMORTIZACION (5)	9 360,0	9 360,0
Depreciación de activos fijos	9 360,0	9 360,0
Amortización de intangibles	0,0	
GASTOS FINANCIEROS (6)	0,0	
De ellos: Intereses	0,0	
COSTOS DE PRODUCCION (4+5+6) = (7)	30 631,7	30 631,7
UTILIDADES BRUTAS (1 - 7)= (8)	65 552,5	65 552,5
Menos: Reservas para contingencias	0,0	
UTILIDADES IMPONIBLES (9)	65 552,5	65 552,5
Menos: Impuestos sobre utilidades (35%)	22 943,4	22 943,4
UTILIDADES NETAS (10)	42 609,1	42 609,1
Menos: Otras reservas voluntarias	0,0	
UTILIDADES DISPONIBLES	42 609,1	42 609,1

En la tabla anterior se resume el cálculo de las utilidades que ofrece el Recoil en su primer año de explotación, las utilidades netas y disponibles son 42 609,1 pesos.

3.7 Comparación económico-productiva de ambos métodos

Desde el punto de vista de la producción se combinan ambos métodos en el mismo pozo, el último año de producción por *Swab* y el primero por el *Recoil*, en la figura 3.12 se observa lo antes dicho.

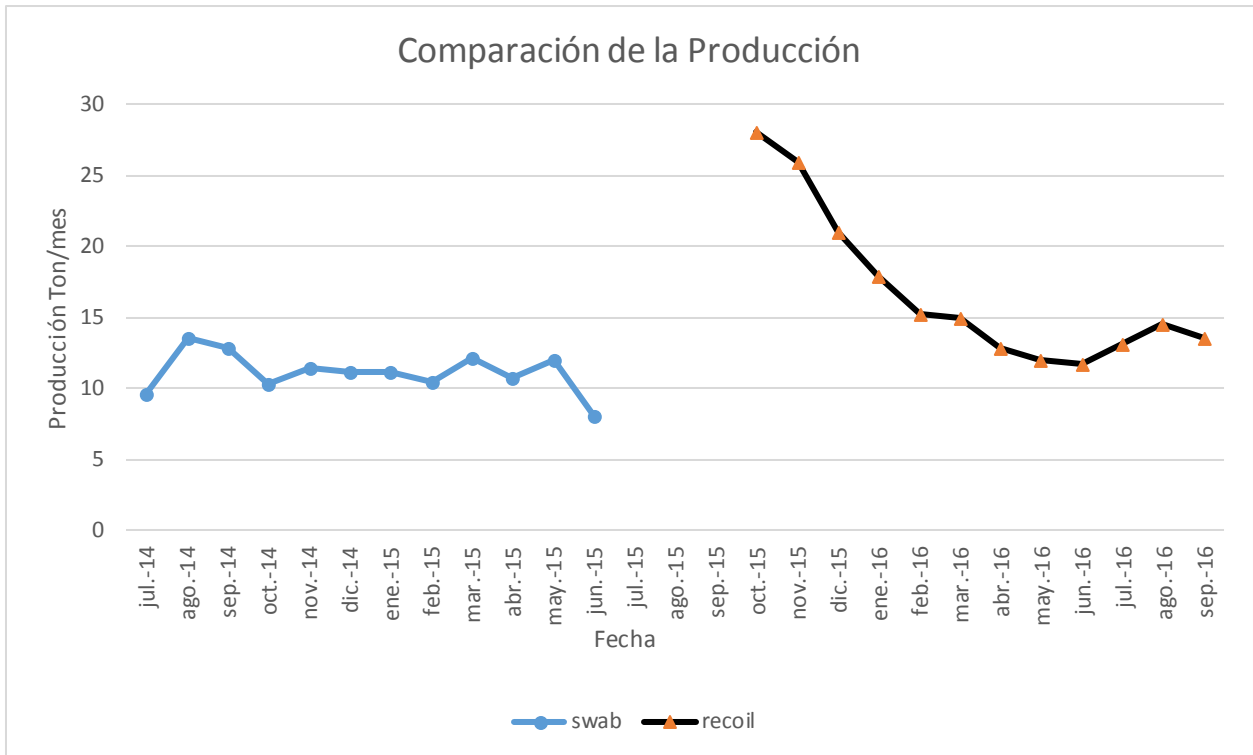


Figura 3.12 Comparación de la producción

Como se observa en la figura 3.12 la producción del pozo mediante el *Swab* se comporta estable con promedio de 11-12t por mes, esto varía de acuerdo a las visitas que se programen al pozo según su recuperación, con el *Recoil* es superior para un mismo tiempo de trabajo, los primeros meses el pozo estaba recuperado y se observa como tiene valores por encima de 25t, en los meses de mayo y junio tuvo un descenso en la producción debido al aumento del agua en el fluido, ya en los demás meses se optimiza mejor el funcionamiento del sistema, estabiliza el nivel y mantiene una producción aproximada a las 15t por mes.

En la figura 3.13 se muestra una comparación entre ambos métodos desde el punto de vista económico.

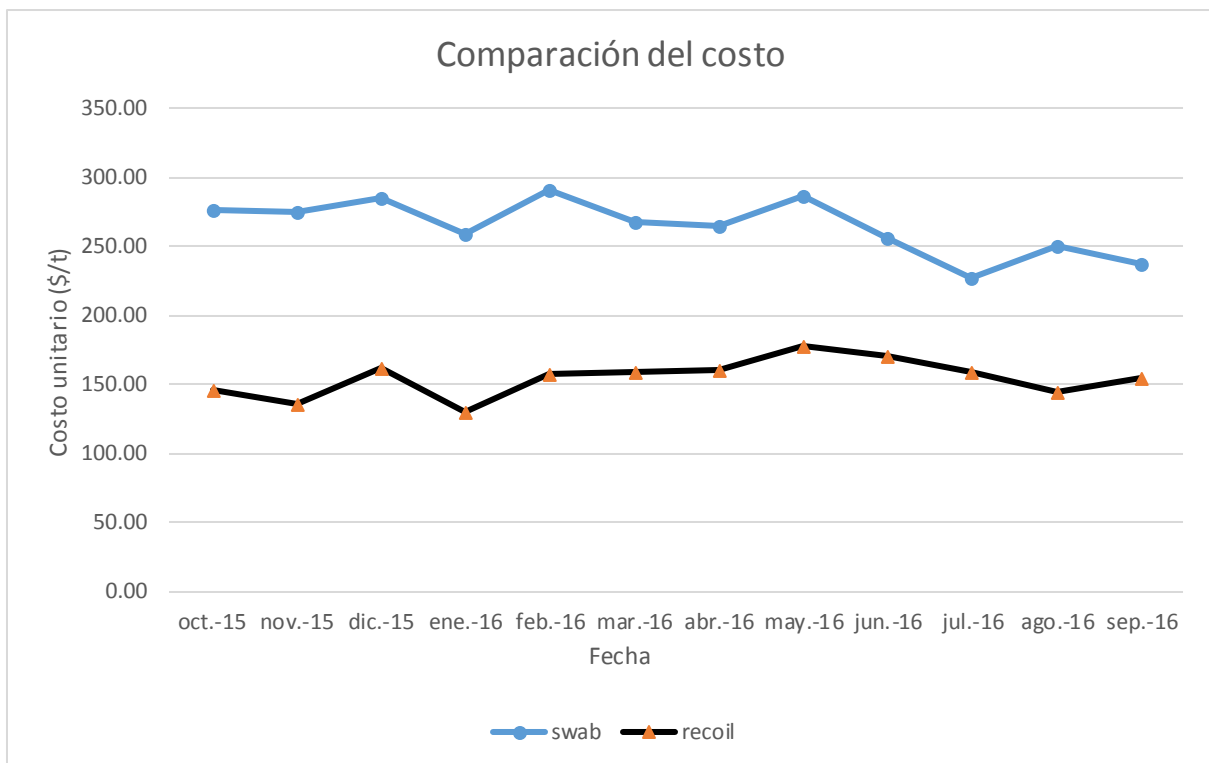


Figura 3.13 Comparación del costo de producción

En cuanto al costo de producción de ambos métodos se refleja en la figura 3.13 un costo de producción mucho mayor por el método de *Swab* que por el *Recoil* por encima alrededor de \$100 por tonelada extraída.

3.8 Evaluación y sensibilidad de las utilidades de ambos métodos

A continuación se presenta la tabla 3.11 con las utilidades generadas a la empresa en el último año mediante los métodos de *Swab* y *Recoil*, como es un estado de ingresos netos no tiene en cuenta el valor de la inversión del Recoil.

Tabla 3.11 Utilidades generadas por ambos métodos

Método	Cantidad de pozos	Utilidades Netas	Utilidades por pozo
<i>Swab</i>	42	173 380,5	4 128,1
<i>Recoil</i>	1	42 609,1	42 609,1

Como se observa en la tabla 3.11 las utilidades netas generales por el método de swab son superiores a las generadas por el *Recoil* desde el punto de vista general ya que el *Swab* tiene un fondo de pozos de 42 y el *Recoil* 1, si se compara el pozo del *Recoil* y un pozo de *Swab* el primero lo supera en 38 480 pesos de utilidades netas, durante este estudio para un tiempo de doce meses de octubre 2015 a septiembre 2016 se tiene en cuenta dos precios de venta del petróleo los tres meses del 2015 a 523,26 pesos por tonelada y los meses del 2016 a 278,46 pesos la tonelada.

Sensibilidad de las utilidades a la reducción de las ventas

Para un análisis de las utilidades sensibilidad de por una reducción de las ventas de petróleo a partir del caso base que son los ingresos netos que generan para el año en estudio, se realiza con el precio de venta del 2016 que es 278.46 pesos por tonelada para varios porcentajes de reducción. En la figura 3.14 se muestra el método *Recoil*.

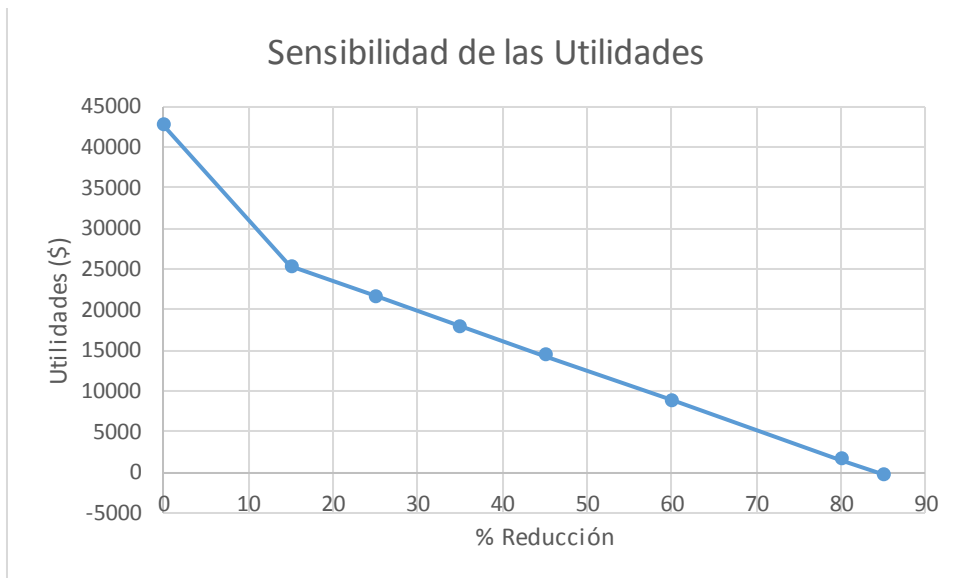


Figura 3.14 Sensibilidad de las utilidades del Recoil a la reducción de las ventas.

Como resume anterior el método del *Recoil* aporta utilidades hasta una reducción del 80%, es decir que la inversión es rentable hasta esa reducción del precio de venta teniendo en cuenta ingresos por concepto de ahorros, por encima incurre en pérdidas para la empresa.

En la figura 3.15 se realiza la misma evaluación pero para el método de *Swab*.

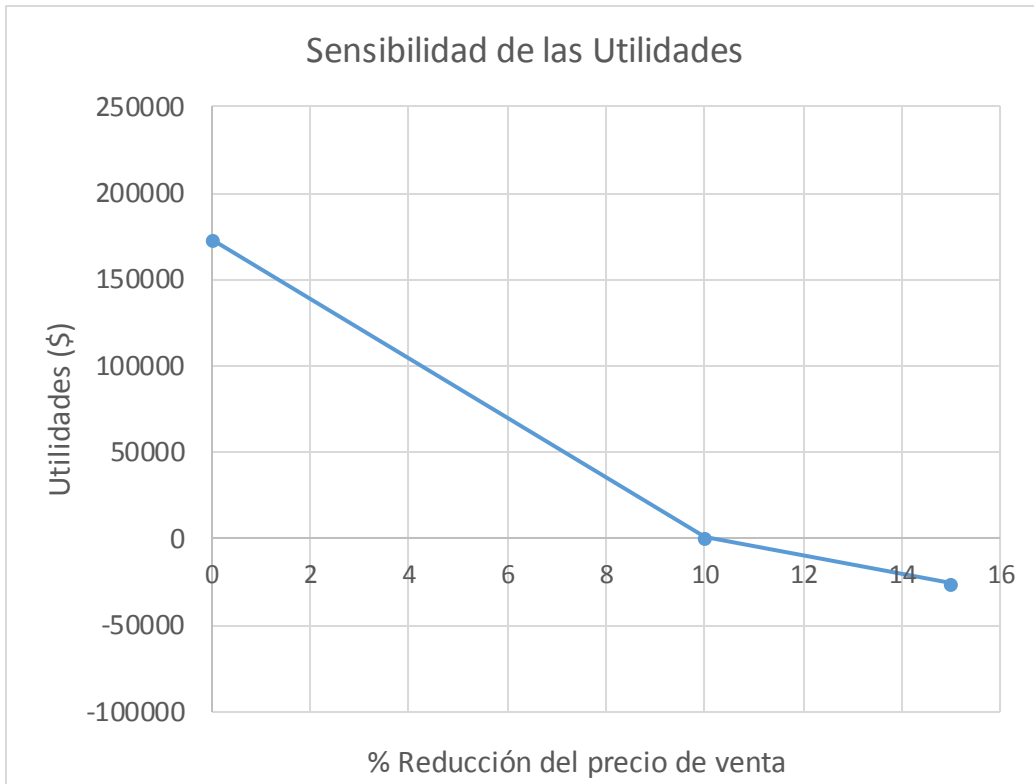


Figura 3.15 Sensibilidad de las utilidades del *Swab* a la reducción de las ventas.

El la figura 3.15 se grafica la sensibilidad de las utilidades por el método del *swab* donde se observa que es mucho más sensible a la reducción de las ventas ya que presenta un rango del 10% de reducción para aportar utilidades.

Conclusiones

1. Con la tecnología *Recoil* el pozo mejora la producción en 67,44 toneladas de petróleo para un año de explotación.
2. El costo de producción por el método *Recoil* es de 152,38 pesos por tonelada mientras que por el *Swab* es de 264,83 pesos.
3. Las utilidades disponibles generadas por la nueva tecnología son de 42 609,1 pesos para un tiempo de un año, superior en 38 480,99 pesos a las generadas por el pozo en *Swab* (4 128,11 pesos).
4. La inversión es rentable en cuanto a utilidades generadas hasta una reducción del 80% del precio de venta del petróleo mientras que el *Swab* soporta una reducción del 10%.

Recomendaciones

1. Proponer a la empresa invertir en la tecnología *Recoil* para pozos agotados y de baja productividad.
2. Extender este estudio hacia los pozos de bombeo mecánico y comparar desde los puntos de vista productivo y económico.

Bibliografía

1. **Alta Mori, Filomeno Marcelo. 2006.** *La Explotación de petróleo y gas en campos maduros y campos marginales del noroeste peruano - Impacto de la normatividad aplicable.* Facultad de Ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica, Universidad Nacional de Ingeniería. Lima : s.n., 2006. Tesis.
2. **Bandera, Maykel Duany. 2011.** *Propuesta de mejoras a los pozos con bombeo de cavidades progresivas operados por la EPEP-C.* Centro Politecnico del Petróleo . Varadero, Matanzas : s.n., 2011. Tesis.
3. **Barberí, Efraín. 1998.** *El pozo ilustrado.* Caracas : FONCIED, 1998.
4. **Cagigal, Armando. 2007.** *Certificación de operadores de producción de petróleo y gas.* Centro politecnico del Petróleo. Varadero, Matanzas : s.n., 2007.
5. **Dias de Armas, Carlos Manuel. 2014.** *Propuestas de mejoras a los pozos con bombeo de cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a la.* 2014.
6. **DocSlide. 2008.** <http://myslide.es/documents/chamber-lift-55c1e917dd08a.html>. [En línea] 2008. [Citado el: 19 de Mayo de 2016.]
7. **Empleos petroleros.org. 2012.**
<https://empleospetroleros.org/2012/10/05/sistemas-de-levantamiento-plunger-lift-2/>. [En línea] 5 de Octubre de 2012. [Citado el: 20 de Mayo de 2016.]
8. **Epep Majagua. 2015.** *Inversión del Recoil.* Inversion, Epep Majagua. Ciego de Ávila : s.n., 2015.
9. **Frizan, Verónica, y otros. 2010.** *REACTIVACION DE POZOS MARGINALES APLICANDO RECOIL.* 2010.
10. **Gil, Julian Alberto. 2009.** *Selección, Diseño y Prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado.* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander. Santander : s.n., 2009. Tesis.

11. **Grupo de Producción. 1995.** *Producción Pina*. Producción, Epep Majagua. Ciego de Ávila : s.n., 1995.
12. **Hirschfeldt, Marcelo. 2008.** *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Texas : s.n., 2008. pág. 101. Vol. 1.
13. **LiftOil.sa. 2011.** *Presentación técnica*. [Digital] Lima, Perú : s.n., 2011.
14. **Oil-Mail. 2011.** <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-de-levantamiento-con-gas-gas.html>. [En línea] mayo de 2011. [Citado el: 18 de mayo de 2016.]
15. —. **2011.** <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistemas-de-levantamiento-artificial.html>. [En línea] mayo de 2011. [Citado el: 17 de mayo de 2016.]
16. —. **2011.** <http://oil-mail.blogspot.com/search/label/B.%20Electrosumergible>. [En línea] mayo de 2011. [Citado el: 19 de Mayo de 2016.]
17. —. **2011.** <http://oil-mail.blogspot.com/search/label/Bombeo%20Mecanico>. [En línea] mayo de 2011. [Citado el: 20 de Mayo de 2016.]
18. **PDVSA. 2003.** *Fundamentos del Bombeo Mecanico Convencional*. Anzuategui, Venezuela : s.n., 2003.
19. **Ricardo, Jenny Patricia Guale. 2014.** "ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN POZOS DE LA ZONA CENTRAL DEL CAMPO ANCÓN- PROVINCIA DE SANTA ELENA". FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA. La Libertad : s.n., 2014. pág. 172, Tesis de Grado.
20. **Rojas, Ricardo. 2010.** *Contabilidad de costos*. 2010.
21. **Shlumberguer. 2015.** *Sistema de Levantamiento Artificial LIFTOIL*. 2015. Presentacion.
22. **sistemas-de-levantamiento-artificial-docx.html. 2015.** <http://documents.mx/documents/sistemas-de-levantamiento-artificialdocx.html>.

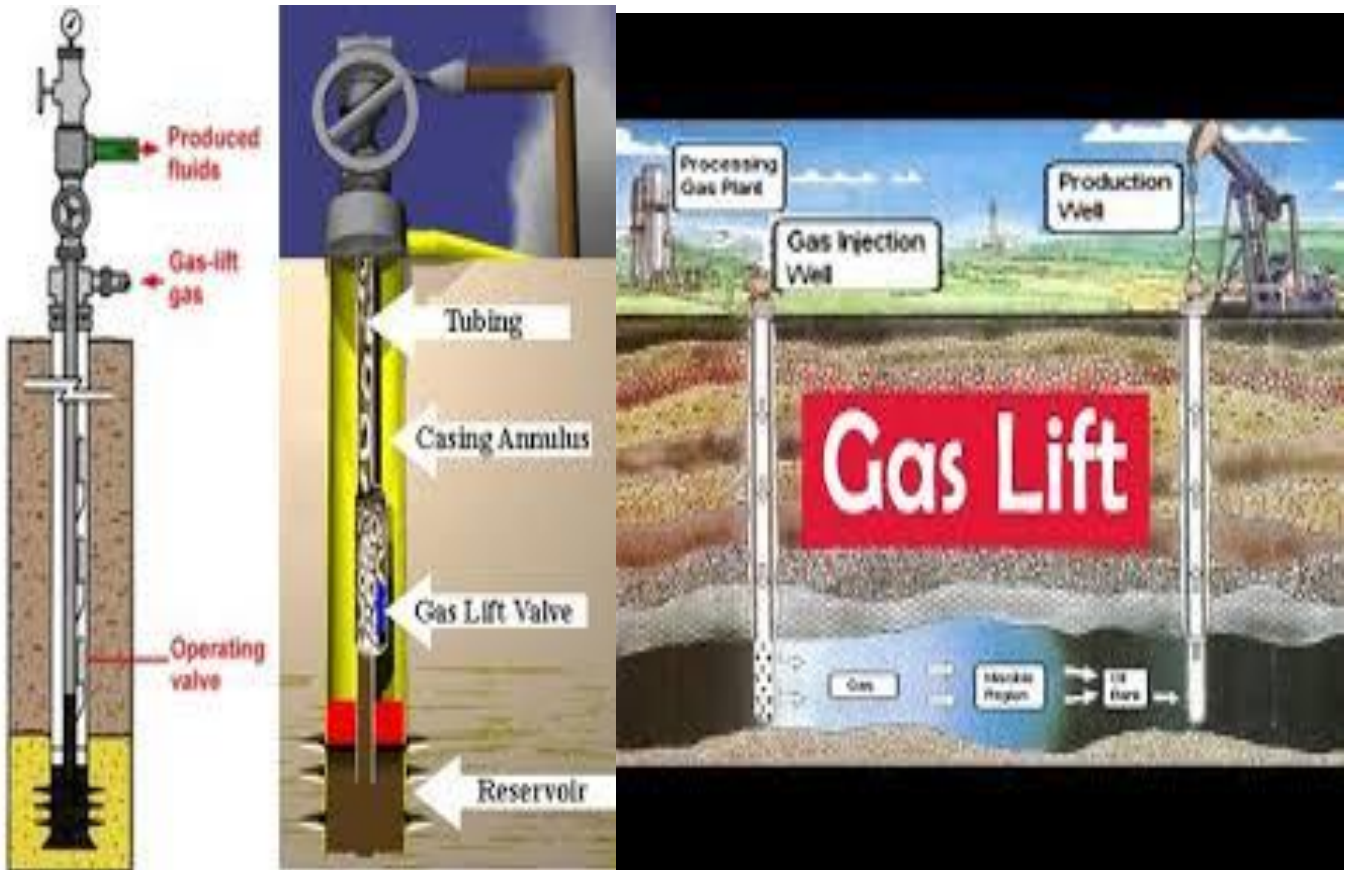
<http://documents.mx/documents/sistemas-de-levantamiento-artificialdocx.html>.

[En línea] 2015. [Citado el: 20 de septiembre de 2016.]

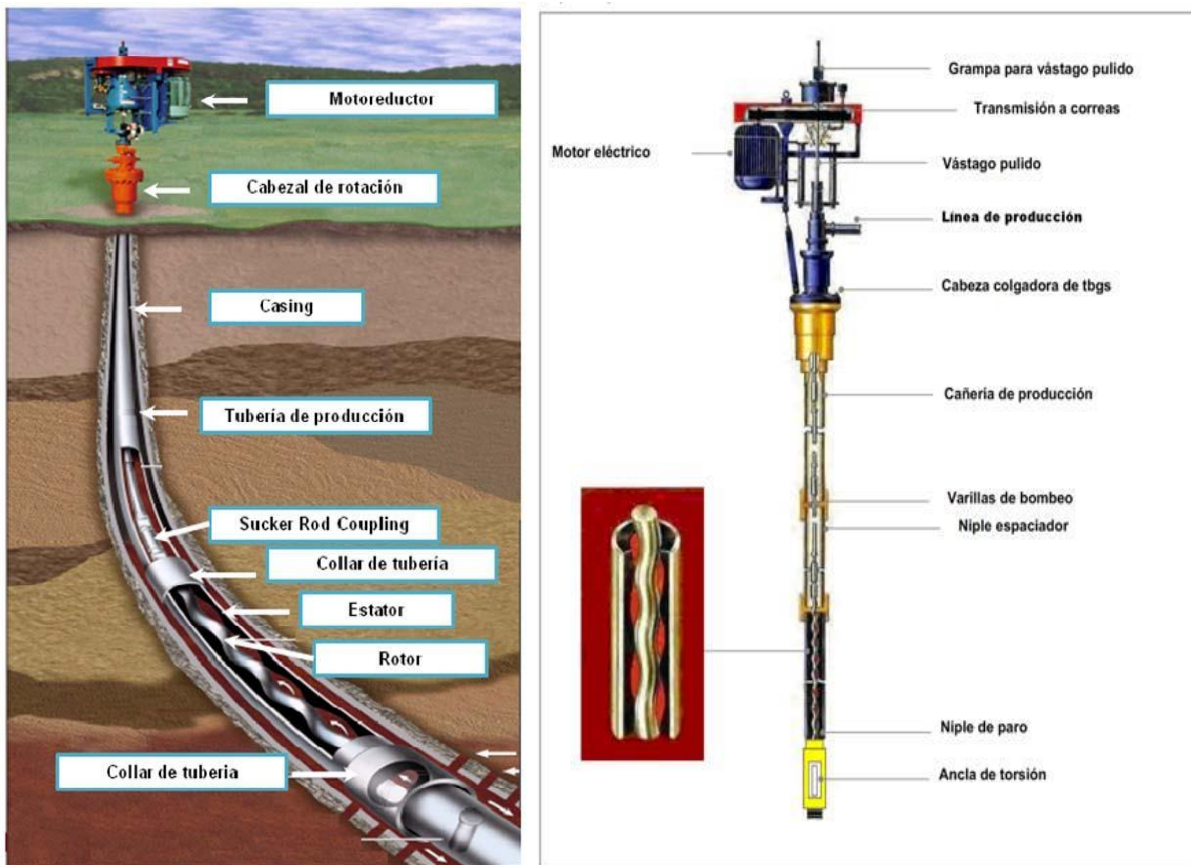
23. **Velasco, Miguel. 2013.** *Análisis del Proceso de Selección de Sistemas Artificiales de Producción en el Campo Poza Rica.* Facultad de Ciencias Químicas, Universidad Veracruzana. Veracruz : s.n., 2013. pág. 115.
24. **Yacimiento, Departamento. 2015.** *Informe de Reservas.* Yacimiento. Ciego de Ávila : s.n., 2015.
25. **Zuñiga, Pedro Emilio Alfonso. 2011.** *OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE EXTRACCION RCG EN POZOS DE CAMPOS MADUROS EN EL LOTE X, MINIMIZANDO EL VENDEO DE GAS.* FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO, UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA . Lima : s.n., 2011. pág. 82, Tesis.

Anexos

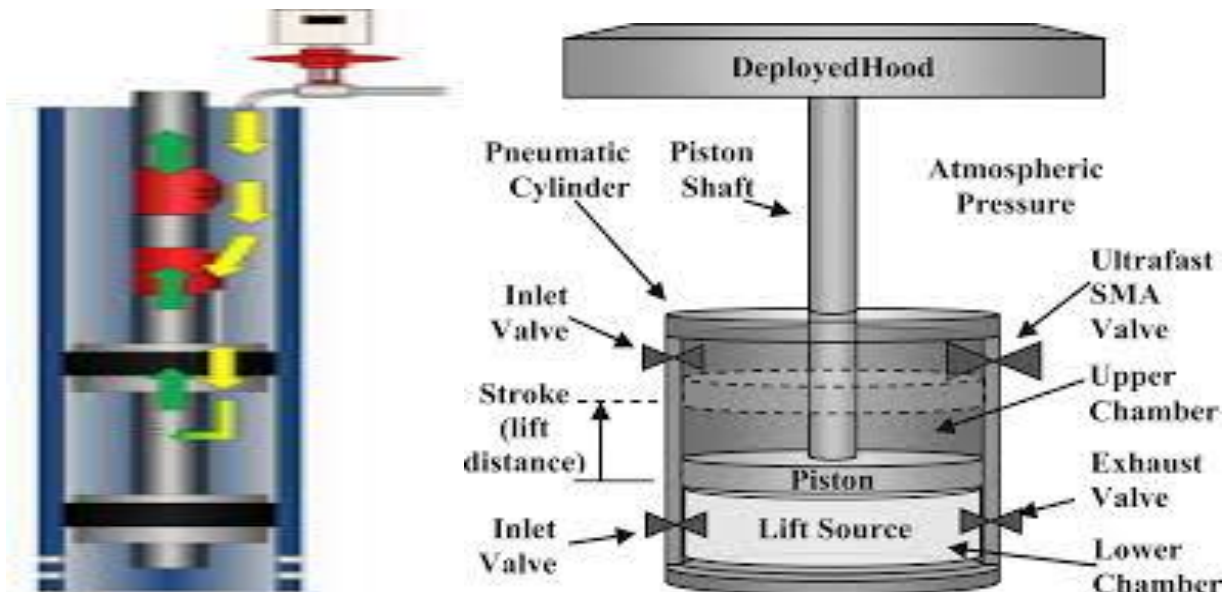
Anexo 1 Sistema Gas lift.



Anexo 2 Partes de una bomba de cavidades progresivas.

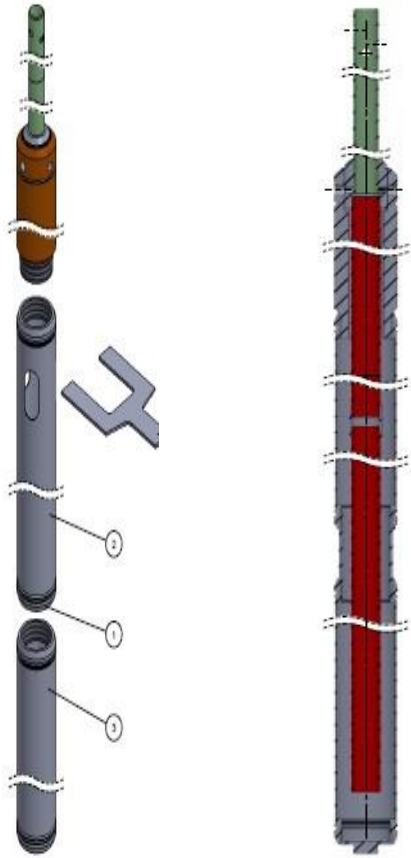


Anexo 3 Método *Chamber lift* y sus componentes.

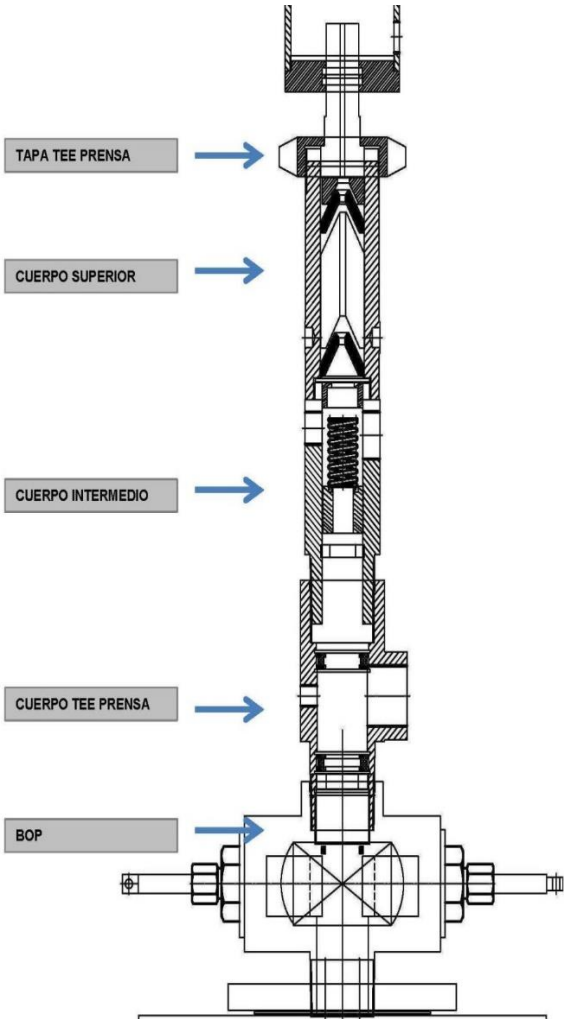


Anexo 6 Componentes del sistema Recoil.

Tubo colector



Cabezal de alta presión



Anexo 7: Pantallas de visualización y programación

PANTALLA 1



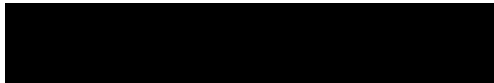
Pantalla 2



Total ciclos: Indica la cantidad total de ciclos desde que el equipo se pone en marcha

Tiempo ciclo: Horas, minutos y segundos Indica el tiempo del último ciclo realizado

Pantalla 3



Ciclos x día: Indica los ciclos cada 24 h

Bomba x día: Indica la cantidad de arranques de bomba cada 24 h

Si el controlador lógico programable (PLC) cuenta con reloj externo, el sistema cierra a las 12 h de cada día

Pantalla 4



Continuación de la pantalla 3

Pantalla 5



Nivel x día: Indica el nivel de fluido cada 24 h

OBS: Si el PLC cuenta con reloj externo, el sistema cierra a las 12 h de cada día

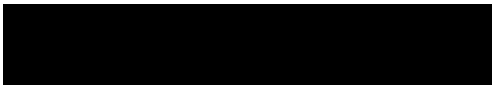
Pantalla 6



Presión de gas: Indica la presión de gas dentro del revestimiento

Open Broadcaster Software (OBS): Para esta función de contar con sensor de presión y un módulo adicional analógico en el PLC.

Pantalla 7



Columna fluido: Indica la columna de fluido entre la máxima profundidad reseteada y el nivel dinámico del pozo

Pantalla 8



Control bomba: Permite controlar la puesta en marcha de la bomba desde la unidad

Tiempo bomba: Indica el tiempo de marcha de la bomba cuando esta accionada manualmente

Pantalla 9



Horas/bomba: Indica la cantidad de horas de uso del motor de la bomba

Horas/equipo: Indica la cantidad de horas de uso del motoreductor

Pantalla 10



TM. Temperatura motor

TV. Temperatura variador

TL. Tensión línea

HZ. Frecuencia motor

TC. Tiempo entre pulso sensor contador

Pantalla 11



FUXXXX TBXXXX TSXXXX
SCXXXX SPXXXX CFXXXX

FV. Falla variador

TB. Falla torque bajando

TS. Falla torque subiendo

SC. Falla sensor contador

SP. Falla sensor posición

CF. Falla cable flojo (cuando la profundidad es mayor a 5 m)

Pantalla 12



CTXXXX CMXXXX PEXXXX
RBXXXX PBXXXX EPXXXX

CT. Falla cable flojo (cuando la profundidad es menor a 5 m)

CM. Falla comunicación *modbus*

PE. Falla parada de emergencia

RB. Falla bomba

PB. Falla máxima presión bomba

EP. Falla error posición

Pantalla 13



ENXXXX CEXXXX MUXXXX
MTS.XXX MTB.XXX

EN. Falla error nivel

CE. Falla corte de energía (cuenta solo con llave en 1)

MTS. Máximo torque subiendo

MTB. Máximo torque bajando

Pantallas de programacion

Pantalla 14



Velocidad/bajada: Indica el promedio de velocidad de bajada del tubo colector en cada ciclo

Pantalla 15

```
PARAMETROS DE EQUIPO  
M.PROFUNDIDAD .XXXXM
```

Máxima profundidad: Indica la máxima profundidad hasta donde va a llegar el tubo colector a medida que baje el nivel de fluido

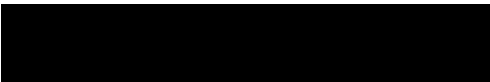
Pantalla 16

```
TIEMPO CARGA.XXXXSEG  
TIEMPO BOMBA. XXXSEG
```

Tiempo carga: Indica el tiempo de permanencia del tubo colector dentro del fluido para que se llene

Tiempo bomba: Indica el tiempo que necesita la bomba para descargar el tubo colector

Pantalla 17



Tiempo reposo: Indica el tiempo que el equipo va a permanecer parado luego del tiempo de bomba. Este sistema es para aumentar el tiempo del ciclo en los casos que sean necesario.

Pantalla 18

```
LONGITUD CABLE.XXXXM  
CONTROL/CADA.XXXXMIN
```

Longitud cable: Indica la máxima longitud que posee el cable

Control/cada: Indica cada cuanto minuto el sistema va a desenrollar el cable hasta la máxima profundidad para estirar el cable.

Pantalla 19

```
SUMERGENCIA. XXX MTS  
AJUSTE DET.NIVEL .X
```

Sumergencia: Indica los metros que se va a sumergir el tubo colector luego de haber detectado el nivel de fluido. Valor de fábrica 15m, pozo con gas 25 m (para evitar cargar en el sector de emulsión).

Ajuste detección nivel: Indica el valor que utiliza el sistema para detectar el nivel.

VALOR DE FABRICA 5

En casos que el equipo no detecte el nivel se debe disminuir el valor para aumentar la sensibilidad (valores normales entre 3 a 5)

Pantalla 20



ROTACION / CARRETEL
XXXXMTS XXX.% XXHZ

Rotación / carretel: Esta función permite hacer girar el carretel en forma manual desde la llave de marcha

Manual llave sube: Cuando se coloca la llave de marcha en posición 1 el carretel comienza a girar hacia arriba subiendo el tubo

Manual llave baja: Cuando se coloca la llave de marcha en posición 1 el carretel comienza a girar hacia abajo bajando el tubo

OBS: Durante la rotación del carretel se puede oprimir la tecla verde del tablero (subir) para ir aumentando la velocidad

1-Velocidad 1

2-Velocidad 2

3-Velocidad 3

MTS Indica la profundidad donde se encuentra el tubo

% Indica el porcentaje de torque del motor

HZ Indica la frecuencia del motor

Pantalla 21



TIEMPO DETECCION. XS
DETECCION AUT. > XXXM

Tiempo detección: Indica el tiempo que debe permanecer el valor de torque (calculado por el sistema) para detectar el nivel de fluido valor de fábrica 2

Detección automática: Indica el valor a partir del cual el sistema comienza a detectar el nivel

En caso de colocar 100 m la detección de nivel se va a realizar a partir de este valor

De 0 a 100 m las variaciones de torque no generan la detección de nivel Valor de fábrica 0

Pantalla 22



PETROLEO . LIVIANO
VEL. SUMERGENCIA. STD

Petróleo Indica el tipo de fluido con el cual se va a trabajar.

Liviano (Estándar)

Viscoso (En caso de petróleo viscoso, se activan funciones internas)

1. Cuando el tubo está saliendo del fluido el sistema activa una función de alto torque, la cual para el equipo y lo vuelve a arrancar luego de 5 segundos para evitar la falla por máximo torque
2. Permite la activación de la función re arranque en caso que el equipo pare por máximo torque durante la subida
3. Parafinas

Pantalla 23



```
VELOCIDAD SUBIDA. XX  
VELOCIDAD BAJADA. XX
```

Velocidad subida: Permite configurar 4 velocidades de subida

Velocidad bajada: Permite configurar 4 velocidades de bajada

Pantalla 24



```
BAJA VEL. TORQUE >XXX  
SUBE VEL. TORQUE >XXX
```

Baja velocidad torque: El sistema baja la velocidad de rotación cuando el torque es mayor al valor indicado

Sube velocidad torque: El sistema aumenta la velocidad de rotación cuando el torque es menor al valor indicado

Pantalla 25



```
CLAVE DE ACCESOXXXXXX  
VERSION PROGRAMA. XX
```

Clave de acceso: Permite acceder a las pantallas internas de configuración

Versión programa: Indica la versión del programa instalado dentro del PLC

Anexo 8: Descripción técnica de los componentes del sistema Recoil

DESCRIPCION	EQUIPO RCG
PROFUNDIDAD	Hasta 1500 m de nivel dinámico.

MOTOR DEL REDUCTOR	4 HP / 5 HP
BOMBA DE TRANSFERENCIA	Potencia 3 HP Gasto 25 litros por minuto (226 bpd) Presión diferencial máxima 140 psi
CONEXION ELECTRICA	3x 380 / 440 / 460 VOLT 2x220 VOLT
DIAMETRO DEL CABLE	7 mm con revestimiento de poliamida
PESO EQUIPO	900 kg

DIAMETRO TUBERIA DE REVESTIMIENTO	DIAMETRO TUBO COLECTOR	LONGITUD TUBO COLECTOR Metros / Pies	EXTRACCION POR CICLO (litros/ galones)
5"1/2	4"	6 / 19	44 / 11,6
Mayor a 5"1/2	5"	6 / 19	64 / 16,9

PROFUNDIDAD Metros / Pies	CICLOS POR DIA	EXTRACCION BPD / con tubo de 4"	EXTRACCION BPD / con tubo de 5"
250 / 820	130	35	52
500 / 1640	79	22	31
700 / 2296	55	15	22
1000 / 3280	42	12	17

DIAMETRO CASING	DIAMETRO TUBO COLECTOR	LONGITUD TUBO COLECTOR Metros / Pies	EXTRACCION POR CICLO (litros/ galones)
5"1/2	4"	8 / 26	64 / 17
Mayor a 5"1/2	5"	8 / 26	100 / 26

PROFUNDIDAD Metros / Pies	CICLOS X DIA	EXTRACCION BPD / con tubo de 4"	EXTRACCION BPD / con tubo de 5"
250 / 820	130	52	80
500/ 1640	79	31	49
700/ 2296	55	22	34
1000/ 3280	42	17	26

CHASIS TANQUE

MATERIAL Acero inoxidable 1400 x 1000 x 1500 mm
RODAMIENTOS Sellados, para cargas axiales
EJE Hierro niquelado
TAPA CARRETEL Hierro pintado con epoxi
ESTRUCTURA Hierro pintado con epoxi

CARRETEL

CONSTRUCCION 500 x 1000 x 120 mm
CAPACIDAD Hasta 1500 metros

MOTO REDUCTOR CON FRENO

MARCA Sew - Sumitono
POTENCIA MOTOR 3 a 5HP según modelo
ALIMENTACION ELECTRICA 380 / 50 Hz
ALIMENTACION FRENO 220 V
ACCIONAMIENTO Con variador de velocidad

ACOPLAMIENTO

MODELO A cadena- Elástico

CABLE DE ACERO

MARCA IPH
CONSTRUCCION 6 x 7 F. + 1
DIAMETRO 5 mm
ALMA AFS
TORSION RD

RESISTENCIA 180 kgf / mm ²
CMR 1470 dan
DUREZA 50 HRC

TUBOS DE CONEXION

MARCA TIGRE
MATERIAL PVC
DIAMETRO 8"
LONGITUD 8 Metros

GABINETE_1

MARCA HIMEL
PANEL DE CONTROL Sistema eléctrico y electrónico de funcionamiento
Display de visualización N200, con salida RS485

CABEZAL - SOPORTE

CONSTRUCCION Hierro pintado con epoxi1800 x 200 x 1000 mm
RODILLOS GUIA Plástico
EJES Hierro
DIAMETRO PLACA INFERIOR 6"
POLEA Diámetro 340mm

SENSOR CABEZAL

MARCA Turck
MODELO Namur
TIPO Electromecánico
SENSOR_1 CONTADOR Diámetro 18 mm - Alcance 5 mm
SENSOR_2 FINAL CARRERA Diámetro 30 mm - Alcance 10 mm
CLASIFICACION Zona 1

CABEZAL DE ALTA PRESION

MODELO EMG
PRESION TRABAJO Hasta 150 PSI
DIAMETRO ROSCA 2"7/8
SISTEMA BLOQUEO BOP – Presión 2000Lbs

TUBO COLECTOR

DIAMETRO EXTERIOR 4"

MATERIAL Inoxidable
CONTRAPESO 25 kg
LONGITUD 8 Metros
TUBO DE ASPIRACION SUPERIOR DIAMETRO 1"1/2 – Inoxidable
TUBO DE ASPIRACION INTERNO DIAMETRO 1" – PVC

BOMBA DE TRANSFERENCIA

MARCA Bomemann a tornillo excéntrico
FLUIDO Hidrocarburo y agua
TEMPERATURA FLUIDO < 70 Grados centígrados
CAUDAL 18 Litros / Minuto
PRESION Hasta 398 PSI
ACCIONAMIENTO Eléctrico

MOTOR BOMBA

MARCA Weg- Siemens
POTENCIA 3 HP
VELOCIDAD 1400 RPM / 50 Hz
TENSION 380 Volt
CLASIFICACION Zona 1

REDUCTOR BOMBA

MARCA Lentax - Sew
RELACION 4,37 : 1
LUBRICACION ACEITE SINTETICO

SENSOR - NIVEL

TIPO Sensor flotante
MATERIAL Inoxidable
ALIMENTACION 24 Volt

SENSOR - CONTROL DE CAUDAL

TIPO Sensor flotante
MATERIAL Inoxidable
ALIMENTACION 24 Volt

SENSOR – CONTROL TENSION CABLE DE ACERO

DIAMETRO 18mm

ALCANCE 5mm
TIPO Electromecánico
RESISTENCIA DE FRENADO
MARCA Coelco
POTENCIA 1400 Watt

Anexo 9 Comportamiento de los parámetros del Recoil para septiembre del 2016.

Fecha	Tiempo (seg)			Velocidad		Presión (bar)	Tpo del ciclo			Ciclos por día		Horas de trabajo				Torque máximo (%)	Volumen por Arranq Bomba (l)	H nivel (m)	C.E.	Tiempo de trabajo (H)
	Llenad o	Bomba	Reposo	Bajada	Subida	Casing	horas	Min	Seg	Equipo	Bomba	Total		Día						
												Equipo	Bomba	Equipo	Bomba					
1	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	32	22	22	5 194	251	17	0	110	44	826	273	24.00
2	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	37	24	24	5 209	252	15	1	110	40	827	273	24.00
3	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	31	26	25	5 224	253	15	1	110	41	825	273	24.00
4	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	28	24	24	5 240	254	16	1	0	35	825	273	24.00
5	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	31	21	21	5 254	254	14	0	110	46	825	274	21.00
6	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	32	24	24	5 269	255	15	1	110	38	826	276	24.00
7	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	28	24	24	5 285	256	16	1	110	43	826	276	24.00
8	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	1	24	24	5 300	256	15	0	110	43	826	276	24.00
9	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	27	22	22	5 316	257	16	1	110	38	825	280	24.00
10	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	29	24	24	5 332	258	16	1	110	43	826	280	24.00
11	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	37	25	24	5 348	258	16	0	110	40	826	280	24.00
12	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	44	24	24	5 362	259	14	1	110	40	826	281	23.00
13	360	80	960	V1	V2	1.0	0	59	51	24	24	5 378	260	16	1	110	40	827	281	24.00
14	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	27	18	18	5 389	260	11	0	110	36	824	283	19.00
15	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	37	11	10	5 398	261	9	1	110	97	825	284	24.00
16	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	34	24	24	5 413	262	15	1	110	40	823	285	23.50
17	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	33	24	25	5 428	262	15	0	110	34	824	286	24.00
18	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	28	24	24	5 443	263	15	1	110	32	824	286	24.00
19	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	27	24	22	5 459	264	16	1	110	46	824	287	24.00
20	360	80	960	V1	V2	1.1	0	59	52	24	24	5 474	264	15	0	110	43	825	287	24.00
21	360	80	960	V1	V2	0.8	1	0	30	23	23	5 491	265	17	1	110	45	825	290	23.00
22	360	80	960	V1	V2	1.2	0	59	45	19	20	5 506	266	15	1	110	49	824	293	21.00
23	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	36	25	24	5 521	266	15	0	110	40	824	293	24.00
24	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	37	24	24	5 536	267	15	1	110	43	826	293	24.00
25	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	33	22	22	5 551	268	15	1	110	41	825	294	23.00
26	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	31	24	24	5 567	269	16	1	110	40	825	295	24.00
27	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	34	23	22	5 582	269	15	0	110	38	824	296	24.00
28	360	80	960	V1	V2	1.1	1	0	23	19	20	5 599	270	17	1	110	46	824	302	22.00
29	360	80	960	V1	V2	1.2	1	0	27	24	24	5 614	270	15	0	110	40	824	302	24.00
30	360	80	960	V1	V2	1.0	1	0	26	24	23	5 630	271	16	1	110	37	825	303	24.00

