

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA "PUMP – OFF" EN POZOS  
CON BOMBEO MECÁNICO PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN  
DE PETRÓLEO EN EL NOROESTE DEL PERÚ**

**TESIS:  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
DE PETRÓLEO**

**CHRISTIAN ABEL HUAPAYA LÓPEZ**

**PROMOCIÓN 1996**

**LIMA – PERU**

**2001**

**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO AL VACIO  
(PUMP-OFF) EN POZOS CON BOMBEO MECÁNICO PARA  
OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL  
NOROESTE DEL PERÚ**

	Pag.
<b>1. SUMARIO.</b>	<b>3</b>
<b>2. OBJETIVO.</b>	<b>4</b>
<b>3. INTRODUCCIÓN.</b>	<b>5</b>
<b>4. BASE TEÓRICA.</b>	<b>8</b>
<b>4.1. ESTADO DE “ PUMP-OFF” DE UN POZO CON BOMBEO         MECÁNICO .</b>	<b>8</b>
<b>4.2. SISTEMA EMPLEADO PARA MINIMIZAR EL GOLPE DE         FLUIDO.</b>	<b>10</b>
<b>4.3. FUNCIONAMIENTO DEL CONTROL DE “ PUMP-OFF”.</b>	<b>11</b>
<b>5. DESCRIPCION DEL EQUIPO CONVENCIONAL.</b>	<b>12</b>
<b>5.1. EQUIPOS DE SUPERFICIE.</b>	<b>12</b>
<b>5.1.1. UNIDADES DE BOMBEO.</b>	<b>12</b>
<b>5.2. EQUIPO DE SUBSUELO.</b>	<b>15</b>
<b>5.2.1. VARILLAS DE SUBSUELO.</b>	<b>15</b>
<b>5.2.2. BOMBA DE SUBSUELO.</b>	<b>15</b>
<b>6. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO EMPLEADO EN EL SISTEMA “PUMP-OFF”.</b>	<b>16</b>
<b>6.1. COMPONENTES DEL SISTEMA.</b>	<b>16</b>
<b>6.1.1. SENSOR DE CARGA.</b>	<b>16</b>
<b>6.1.2. SENSOR DE POSICIÓN.</b>	<b>17</b>
<b>6.1.3. UNIDAD DE TRANSMISION REMOTA.</b>	<b>18</b>
<b>6.1.4. UNIDAD PORTATIL DE PRUEBA.</b>	<b>19</b>
<b>6.1.5. UNIDAD TERMINAL MAESTRA.</b>	<b>20</b>

<b>7. EQUIPAMIENTO DE LA CENTRAL DE CONTROL.</b>	<b>21</b>
<b>7.1. COMPONENTES.</b>	<b>21</b>
<b>7.2. PROGRAMA DE ADQUISICION DE DATOS.</b>	<b>22</b>
<b>7.3. PROGRAMA DE ANÁLISIS DINAMOMÉTRICO DE FONDO.</b>	<b>23</b>
<b>7.4. PROGRAMA CENTRAL.</b>	<b>24</b>
<b>8. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA “ PUMP-OFF”.</b>	<b>26</b>
<b>8.1. VENTAJAS.</b>	<b>26</b>
<b>8.2. DESVENTAJAS.</b>	<b>29</b>
<b>9. DESCRIPCION DEL PROYECTO.</b>	<b>30</b>
<b>9.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS.</b>	<b>30</b>
<b>10. INGRSOS Y AHORROS TOTALES.</b>	<b>46</b>
<b>11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	<b>47</b>

## **1. SUMARIO**

El “ Pump-Off” es un sistema de telemetría que, utilizando la información del pozo en tiempo real y mediante el análisis de la carta dinamométrica, permite reducir el consumo de energía, servicio de pozos y disminuir la producción diferida,

Reduciendo así los costos operativos y optimizando los recursos humanos

## 2. OBJETIVO

La presente tesis de grado, titulada “ Implementación del Sistema “ Pump-Off” en Pozos con Bombeo Mecánico Para Optimizar La Producción de Petróleo en el Nor-Oeste” tiene como objetivos principales:

- ◆ Evaluar las ventajas técnico-económicas que ofrece el sistema para el control automático de los pozos y que producen con equipo de bombeo mecánico del Lote X en el Nor-Oeste del Perú
- ◆ Producir petróleo con un sistema de telemetría.
- ◆ Comparar los costos del sistema convencional con los de telesupervisión.
- ◆ Definir la conveniencia de instalarlo en un mayor número de pozos.

### 3. INTRODUCCION

Los pozos generalmente se equipan con sistemas de bombeo artificial para extraer la máxima producción durante su vida útil; sin embargo, la declinación del reservorio hace que, la capacidad extractiva inicial del equipo sobrepase a la capacidad productiva del pozo, causando que generalmente se presente con el sistema de bombeo mecánico el problema de golpe de fluido, generando efectos negativos.

Las posibilidades de adecuar el equipo de levantamiento artificial a la nueva capacidad productiva, incluyen los siguientes cambios:

- ◆ De velocidad (gpm).
- ◆ De carrera
- ◆ De bomba
- ◆ De unidad de bombeo
- ◆ Trabajar el sistema solo el tiempo necesario para extraer la producción del pozo.

La última alternativa antes indicada, es el fundamento del trabajo del controlador del “ Pump-Off ”. El tiempo de parada para la recuperación de nivel, y el tiempo de trabajo, están determinados por el Controlador del “ Pump-Off” (CPO), en función de las cargas que soporta el varillón pulido, carta dinamométrica obtenida en tiempo real, lo que permite conocer el estado general de funcionamiento del equipo de bombeo.

El Sistema “ Pump-Off ” es un controlador para pozos que utilizan el bombeo mecánico como levantamiento artificial. Este sistema monitorea tanto la carga en el vástago pulido como la posición del balancín para proporcionar la carta dinamométrica.

La implementación del sistema “ Pump-Off”, produce muchos beneficios comparados con los métodos convencionales de temporizador (timer).

Estas ventajas incluyen:

- ◆ Eficiente uso de energía. (No se utiliza mas energía de la requerida para producir los pozos).
- ◆ Optimización de la producción. (La bomba se cierra en el momento preciso para que se logre la máxima producción de petróleo).
- ◆ Reducción en los costos de mantenimiento.
- ◆ Optimización de los recursos humanos.

El sistema “ Pump-Off” presenta las siguientes características:

- ◆ Análisis dinamométrico en tiempo real.
- ◆ Detección de problemas en el pozo.
- ◆ Optimización de los tiempos de encendido y apagado del pozo
- ◆ Estadísticas y comparación de las cartas dinamométricas del pozo en mención

El operador analiza la carta dinamométrica en la computadora central del campo, o bien en el pozo. Durante cada ciclo de la bomba, la carta dinamométrica actual es analizada por el sistema “ Pump-Off” cuando el pozo se apaga y la bomba se reinicia siguiendo un tiempo de descanso preseleccionado. Un análisis de la carta dinamométrica en tiempo real permite al sistema detectar los problemas que pudieran ocurrir como, varillas rotas, niveles de fluido altos y fugas en la sarta de producción. Se pueden usar sensores adicionales para monitorear otras condiciones del campo, como presión en cabeza y en anular del pozo.

Los registros se almacenan en una computadora central, la cual muestra los datos de todos los pozos al operador en la estación central, esta capacidad permite el funcionamiento de múltiples análisis, tales como, reporte de las condiciones de alarma y optimización de los “timers” de encendido y apagado

El sistema “ Pump-Off” puede configurarse como para una sola estación o para estaciones múltiples y ambas pueden coexistir dentro del mismo campo. Los sistemas de comunicación, la topografía del campo, y la densidad de pozos en el área, determinan el tipo de sistema a utilizar. El sistema “ Pump-Off” esta diseñado para resistir condiciones ambientales difíciles, tales como pozos con H<sub>2</sub>S, temperaturas extremas y tormentas eléctricas.

## **4. BASE TEÓRICA**

### **4.1. ESTADO DE “ PUMP-OFF” DE UN POZO CON BOMBEO MECANICO**

La máxima producción de un pozo se logra cuando el nivel de fluido en el espacio anular alcanza el punto más bajo y que a su vez permita un buen llenado de la bomba de subsuelo. Por lo tanto, el diseño óptimo de un sistema de bombeo deberá tener el desplazamiento suficiente como para bajar el nivel de fluido en el anular y luego mantenerlo a lo largo del tiempo impidiendo que baje mas allá del punto que garantice un buen llenado de la bomba.

Esta optimización es difícil de conseguir y fundamentalmente difícil de mantener debido a las condiciones dinámicas del reservorio y al paulatino desgaste de los componentes de la bomba de subsuelo. La solución más común para asegurar la máxima producción, es diseñar el sistema de bombeo para extraer el máximo volumen de fluido que puede aportar el reservorio. En este caso, llegará el momento en que el nivel sobre la bomba no puede ejercer la presión adecuada para que el fluido llene el barril por completo, alcanzando el estado de agotamiento de nivel o “ Pump-Off”

Cuando el barril de la bomba no se llena por completo no se produce la apertura de la válvula móvil hasta que choca contra la superficie del fluido dentro del barril. En este punto la velocidad del pistón y la masa fluido retenido por encima del mismo, le confieren al conjunto una energía cinética de considerable magnitud, como para producir una importante carga de compresión en el fondo por choque

o impacto con esa superficie. Este fenómeno se conoce con el nombre de golpe de fluido y su severidad aumenta, cuando mayor es la velocidad y cuando menor es el llenado de la bomba, siendo peor cuando esta condición se presenta en la mitad de la carrera

Operar un pozo en la condición de golpe de fluido es caro e ineficiente, ya que provoca:

- ◆ Consumo ineficiente de energía.
- ◆ Aumento de las intervenciones de servicio de pozos por rotura de varillas.
- ◆ Deterioro de todos los componentes del sistema de bombeo.

## **4.2. SISTEMAS EMPLEADOS PARA MINIMIZAR EL GOLPE DE FLUIDO**

Para reducir el golpe de fluido y alcanzar el llenado completo se han empleado desde tiempo atrás varias técnicas, sin grandes resultados.

El primero de los intentos para minimizar los efectos del golpe de fluido y a la vez mantener el nivel del anular en un punto adecuadamente bajo, fue o continúa siendo el control humano, en el cual el recorrido, en base a una programación de trabajo y recuperación de nivel, de arranque y parada manual del motor de la unidad de bombeo. Sin embargo el método es inexacto e ineficiente.

Un segundo método, que probablemente sea el universalmente más conocido y económico, pero igualmente no muy eficiente: Consiste en la programación de los arranques y paradas por medio de un temporizador de 24 horas. Esta técnica presenta tres problemas:

- ◆ El temporizador sigue manteniendo el motor en marcha cuando el golpe de fluido es evidente.
- ◆ El temporizador mantiene a la unidad de bombeo parada, aún cuando el nivel de fluido ha alcanzado su nivel estático y no aumenta más, o lo hace muy lentamente con la correspondiente pérdida de producción.
- ◆ El temporizador al no conocer lo que está pasando en el sistema que controla, no tiene la posibilidad de reacomodar los tiempos de arranque-parada a las nuevas condiciones que le pueda presentar el reservorio, o al desgaste de los elementos de bombeo.

### **4.3. FUNCIONAMIENTO DEL “CONTROL DE PUMP-OFF” (CPO)**

Un controlador en el sentido amplio de su significado, debe tener una reglamentación de lo que sucede en el proceso que controla (control a lazo cerrado).

La unidad de Control de “Pump-Off” arranca el bombeo y monitorea lo que está pasando en el proceso, mediante la verificación cíclica del registro dinamométrico, y detiene la unidad de bombeo, en el momento que se presenta el golpe de fluido, según el punto de control determinado por el operador, con la finalidad de obtener la máxima producción con menor tiempo de marcha y evitando los efectos perjudiciales del golpe de fluido.

La condición de “ Pump-Off ” es determinada mediante un análisis de intersección de áreas. Una de ellas corresponde a la carta dinamométrica con golpe de fluido y la otra es una carta dinamométrica con llenado máximo de la bomba, obtenida después de un tiempo adecuado de recuperación de nivel. La intersección de ambas cartas determina el punto de control en el que va a trabajar el “ CPO”, el mismo que es fijado en función a la severidad del golpe de fluido, con la que se propone trabajar.

Adicionalmente, debido a la existencia de un monitoreo continuo del proceso, el sistema detecta los cambios en las condiciones del pozo y avisa al operador mediante alarmas, cuando se presentan situaciones de mal funcionamiento.

## **5. DESCRIPCION DEL EQUIPO CONVENCIONAL**

### **5.1. EQUIPO DE SUPERFICIE**

#### **5.1.1. UNIDADES DE BOMBEO**

Cuando un pozo deja de fluir naturalmente, algún sistema de bombeo artificial se requiere para que produzca. Alrededor del 85% de la producción con bombeo artificial en el mundo utiliza el bombeo mecánico. En dichos sistemas, el que genera la fuerza y soporta los esfuerzos en la superficie son el motor y la unidad de bombeo, respectivamente.

La unidad de bombeo, es un mecanismo que convierte el movimiento rotatorio del motor en movimiento recíprocante vertical (ascendente y descendente) y lo transmite a través de la sarta de varillas hasta la bomba de subsuelo.

### **PARTES COMPONENTES DE UNA UNIDAD DE BOMBEO**

#### **a) ESTRUCTURA**

La parte principal de la estructura de una unidad convencional, es la base, el poste maestro, el balancín, el cabezal, el compensador y los brazos, toda esta estructura es como un miembro rígido, en el cual el poste maestro junto con el reductor y el motor forman una sola unidad.

## **b) COJINETE DE LA ESTRUCTURA**

La buena operación de una unidad de bombeo, depende del funcionamiento y diseño de los cojinetes. Algunas características deben considerarse para la selección de los cojinetes, ellas son. e l tipo de velocidad de trabajo, así como, la dirección y magnitud de la carga.

En las unidades convencionales, los cojinetes central y compensador soportan una carga oscilante mientras que el cojinete de la biela soporta una carga rotatoria.

## **c) REDUCTOR**

El reductor es usado para convertir la alta velocidad en baja velocidad.

La reducción de la velocidad es llevada a cabo por medio de engranajes.

## **d) FAJAS**

Las fajas tipos “V” son las más usadas para transmitir la potencia del motor al reductor de la unidad de bombeo porque es el medio más confiable de transmisión.

#### **e) CONTRAPESOS**

Uno de los importantes aspectos del torque en el reductor es el contra balance. Colocar pesas impropias, excesivas o por defecto ocasiona una sobre carga en el engranaje del reductor.

#### **f) MOTOR**

Las unidades de bombeo son accionadas por motores eléctricos o motores de combustión interna. El sistema “ Pump-Off ” requiere de motores eléctricos.

Los motores eléctricos utilizados en la industria de petróleo son de 60 ciclos, aunque pueden haber de 50 ciclos, todos ellos son motores de inducción trifásicos.

## **5.2. EQUIPO DE SUBSUELO**

### **5.2.1. VARILLAS DE SUBSUELO**

La varilla de subsuelo es una sarta que conecta el equipo de superficie (unidad de bombeo) a la bomba de subsuelo transmitiendo a ésta el movimiento vertical y la fuerza proveniente de la unidad de bombeo.

El tipo de varilla mas usada es la de acero, aproximadamente su uso es de 90%. Las varillas de acero son manufacturadas en longitudes de 25 a 30 pies

### **5.2.2. BOMBA DE SUBSUELO**

Las bombas de subsuelo instaladas en los pozos de petróleo, tienen por finalidad admitir dentro de la tubería de producción el fluido de la formación y levantarlo hasta la superficie. Para lograr esto cualquier bomba debe tener cuatro elementos esenciales:

- ◆ El barril
- ◆ El pistón
- ◆ La válvula estacionaria.
- ◆ La válvula viajera.

## **6. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO EMPLEADO EN EL SISTEMA “ PUMP-OFF”**

Debido a que el sistema “Pump-Off”, es un sistema de automatización para pozos que utilizan el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, sus componentes de subsuelo son los mismos que los del convencional, y sus componentes de superficie son casi las mismas que las del sistema convencional, con la diferencia que se adicionan dispositivos para la automatización.

### **6.1. COMPONENTES DEL SISTEMA**

Los componentes de campo constan de los siguientes elementos:

#### **6.1.1. SENSOR DE CARGA.**

Dispositivo que va montado directamente en el varillón pulido del pozo, conectado por un cable a la unidad de transmisión remota (UTR), con un rango de carga variable desde cero hasta 40,000 lbs.

La carga puede ser analizada por 2 tipos de transductores de medidas de tensión (o celdas de carga), que pueden ser montadas en el balancín ó en el vástago pulido. Las celdas de carga montadas en el balancín, determinan la carga indirectamente a través de la tensión del balancín, mientras que cuando esta montada en el vástago pulido, mide el peso de la sarta de producción y de la columna de fluido.

Las celdas de carga montadas en el balancín sufren un daño **mínimo** cuando al pozo se le hace un servicio o un reacondicionamiento, ya que el cable puede ser rotado y alejado con facilidad y la celda de carga no tiene que ser quitada.

El movimiento constante de la viga tiene pequeño o ningún efecto en el dato que nos proporciona. También, es debido a que la técnica utilizada es indirecta, inherentemente menos exacta que el método directo.

Las celdas de carga, montadas en el vástago pulido, de alguna manera tienen que ser quitadas durante el servicio de pozos o reacondicionamiento, ya que pueden ser golpeadas y dañadas durante dicha operación. Por otro lado, su superior exactitud permite procesos de análisis más sofisticados.

### **6.1.2. SENSOR DE POSICIÓN**

Es del tipo potenciómetro, colocado en el poste maestro de la unidad de bombeo, es accionado por un cable de acero desde la viga balancín, con su movimiento de vaivén que es luego transformado por la unidad de transmisión remota (UTR) a valores de posición, ó por un sensor de proximidad

Los sensores de proximidad, son controladores de bajo costo, aunque los sistemas de CPO basados en los interruptores de proximidad, tienden a asumir que los ciclos de carrera-arriba y carrera-abajo son de igual duración.

### **6.1.3. UNIDAD DE TRANSMISIÓN REMOTA (U.T.R.)**

La Unida de Transmisión Remota consiste en el equipo controlador de “Pump-Off” (CPO) y el equipo de comunicaciones de datos con todos sus accesorios. El CPO recibe información de los sensores que, junto con la información ingresada por el teclado o proveniente de la central de control, es almacenada en registros codificados. Estos datos son permanentemente evaluados para generar las acciones de control sobre el arranque y parada del motor de la unidad de bombeo.

El CPO. recibe los datos de los sensores de posición y de carga, los cuales amplía y transforma en códigos binarios, que luego son analizados.

Estos datos procesados, determinan que tipos de control realizará la unidad, como por ejemplo, señales de alarma, detención o arranque del motor del aparato de bombeo, entre otros

Una de las funciones más útiles del controlador “Pump-Off”, es su capacidad para determinar ineficiencias en la extracción de petróleo. En la técnica de carga vs. posición, el sistema crea cartas dinamométricas para analizar condiciones anormales, como rotura de la sarta de producción, golpe de fluido, golpe de gas, etc.

Si fallan los sensores de carga y posición, se puede detectar con ayuda del CPO, el cual lo revierte a modo de reloj, y que alternativamente puede utilizar los tiempos del ultimo ciclo de la bomba

Las funciones principales de la UTR son:

- ◆ Lectura de los sensores de carga y posición en el aparato de bombeo y de otras variables analógicas y/o digitales (corriente, presión de línea, etc.).
- ◆ Almacenamiento en memoria no volátil de la carta dinamométrica de superficie y demás parámetros de control.
- ◆ Transmisión de datos de la unidad central por modem y radio.
- ◆ Recepción de telecomandos de la unidad central.
- ◆ Implementación de la lógica de “Pump-Off”, para el paro y arranque automático de los pozos. Esta basada en el análisis de la carta de superficie y en parámetros prefijados.
- ◆ Generación de alarma y su envío a la Unidad central.

#### **6.1.4. UNIDAD PORTÁTIL DE PRUEBA (U.P.P.)**

La Unidad Portátil de Prueba es una unidad de prueba de campo, que puede ser una computadora portátil.

Esta unidad es utilizada para realizar un análisis completo del controlador **CPO**, y visualizar las cartas dinamométricas en la locación. La conexión con el controlador se realiza mediante el puerto serie de la computadora y una salida tipo telefónico de la UTR.

### **6.1.5. UNIDAD TERMINAL MAESTRA (U.T.M.)**

La Unidad Terminal Maestra consiste en una computadora corriendo un programa de comunicaciones y una interfase entre esta computadora y el equipo de radio central.

La UTM, interroga a los controladores en forma automática o bien cada vez que el usuario lo solicite para obtener información.

Las funciones que cumple la UTM son las siguientes:

- ◆ Barrido de las UTR y recepción de datos.
- ◆ Optimización de las condiciones de control del pozo en forma automática.
- ◆ Cambios de parámetros de las UTR.
- ◆ Reconfiguración de las UTR.
- ◆ Almacenamiento histórico de la información enviada por las UTR.

### **6.2. PROGRAMA**

Todo el equipamiento descrito esta controlado por un programa instalado en el CPO, el cual primariamente ejecuta los siguientes pasos:

- ◆ Comunica el CPO. con la central a través de un modem y un equipo de radio comunicaciones.

- ◆ Recibe las señales de los sensores de carga y posición instalados en la unidad de bombeo y los procesa permitiendo visualizarlos numéricamente.
- ◆ Almacena en memoria no volátil los puntos de la carta dinamométrica de superficie y demás parámetros de control.
- ◆ Efectúa la lógica de “Pump-Off ” para el paro y arranque automático de los pozos.
- ◆ Genera alarmas y los envía a la unidad central.

## **7. EQUIPAMIENTO DE LA CENTRAL DE CONTROL**

### **7.1. COMPONENTES**

La central de procesamiento de datos propiamente dicha consiste en:

- ◆ Antena de recepción y emisión de datos del tipo omnidireccional CEX-450 B en UHF.
- ◆ Receptor UHF de 40 watts, 02 canales programables con su respectiva fuente de alimentación y batería.
- ◆ Equipo de conexión para transmisión-recepción de datos entre la radio y la computadora central.
- ◆ Unidad terminal maestra (UTM) con interfase radio e interfase para computador.
- ◆ Una micro computadora 486 como mínimo.

## 7.2. PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

El programa de adquisición de datos tiene la función de administrar el conjunto de controladores instalados.

- ◆ Realiza la comunicación secuencial con cada UTR para recibir o enviar información.
- ◆ Optimiza las condiciones de control del pozo en forma automática.
- ◆ Cambia los parámetros y reconfigura la UTR.
- ◆ Interroga a los controladores en forma automática o bien cada vez que el usuario lo solicite.
- ◆ Indica los valores de estado del pozo, como, estado actual, régimen de bombeo, tiempo de marcha en el estado actual, etc.
- ◆ Almacena reportes de la duración, en minutos, en forma tabulada y gráfica de los 30 últimos ciclos de bombeo.
- ◆ Almacena información en forma de tabla y gráfica del total de horas de funcionamiento diario del pozo durante los últimos 30 días.
- ◆ Almacena información en forma tabulada y gráfica de la carga máxima diaria del pozo registradas durante los últimos 30 días

- ◆ Indica en tiempo real la carta dinamométrica de superficie por consulta del operador.
- ◆ Presenta pantallas para el menú principal, para la configuración del sistema y para la operación de cada controlador (CPO) en particular.
- ◆ Ejecuta la impresión de reportes según la hora programada.

### **7.3. PROGRAMA DE ANÁLISIS DINAMOMÉTRICO DE FONDO.**

Una vez obtenidas las cartas dinamométricas de superficie por medio del sistema, pueden extraerse mediante el comando ROD DIAG (transforma la carta dinamométrica en un archivo con extensión “. dyn” para ser exportada al programa de diagnóstico SL-DIN), para su posterior análisis en un programa independiente de cálculos matemáticos que diagnostica el funcionamiento del fondo de las instalaciones

#### **7.4. PROGRAMA CENTRAL**

Hay varios programas para la configuración de la computadora central. El programa tiene que presentar las siguientes interfaces:

- ◆ Rápida selección del pozo.
- ◆ Visualización gráfica de los parámetros del “Pump-Off”.
- ◆ Acciones de comando directas para el funcionamiento de la unidad de bombeo.
- ◆ Reportes de los tiempos de encendido y apagado de los pozos.

Además el programa debe poseer:

- ◆ Visualización de todas las variables medidas por el CPO bajo el sistema operativo Windows. Esto significa ver la carta dinamométrica inicial y actual del pozo y ver simultáneamente en pantalla las cartas dinamométricas de los distintos pozos telesupervisados.
- ◆ Disposición permanente de carga máxima, mínima, rango de carga, estado del CPO, g.p.m, carrera efectiva, alarmas entre otras.
- ◆ Funcionamiento en red de computadoras con un servidor central. Esto permite trabajar a distintos usuarios simultáneamente.

- ◆ Cálculo de carta dinamométrica de fondo que permite, sin salir del modulo de visualización de “Pump-Off”, tomar una carta dinamométrica de superficie y generar la de fondo.
- ◆ Alimentación de una base de datos, bajo el sistema operativo windows, de toda la información suministrada por el sistema de “Pump-Off”. Pudiendo observarse en cualquier momento cartas analizadas en el pasado.

## **8. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA “ PUMP-OFF”**

A continuación se muestran las ventajas y desventajas de la implementación del sistema “Pump-Off”.

### **8.1. VENTAJAS**

El sistema “Pump-Off” tiene otras ventajas adicionales que permiten un mejor monitoreo del pozo y consecuentemente un mejor aprovechamiento de la inversión, como:

- ◆ La detección de pesca de varillas.
- ◆ El registro continuo de máxima y mínima carga.
- ◆ Los puntos de alarma y disparo para máxima y mínima carga.
- ◆ El mantenimiento continuo de las últimas ocho cartas dinamométricas.
- ◆ La UTR, tiene la posibilidad de monitorear otras variables del pozo, tales como presión de línea, etc.
- ◆ Se puede parar y arrancar el motor a distancia.
- ◆ Puede ser programado para que trabaje con temporizador.

También se podría obtener las siguientes ventajas:

**a) DISMINUIR FALLAS EN EL FONDO DEL POZO:**

- ◆ Menos pescas de varillas como resultado de la reducción en el rango de esfuerzos y en el número de ciclos de bombeo.
- ◆ Detención inmediata del bombeo si los límites programados se han excedido debido a “pegamiento de la bomba” o restricción en la línea de conducción.
- ◆ Detecta la deposición de parafina, monitoreando la tendencia de aumento en el rango de carga y así tomar la acción preventiva.
- ◆ Reducción de las cargas de choque y por ende la reducción del desgaste que ocurra de las varillas y la sarta de producción.

**b) REDUCIR COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO Y LOS DE SUPERFICIE:**

- ◆ El controlador está diseñado para detectar el golpe de fluido a través del punto “Pump-Off”. Con esta opción el operador puede escoger el grado de severidad del golpe de fluido, con el cual podría trabajar para prevenir desgastes y daño en los componentes del sistema de bombeo, aumentando la vida útil de los equipos.
- ◆ Menos trabajos de servicio de pozos al reducir la severidad de las fallas.
- ◆ Previene el bloqueo de gas. Elimina la exigencia de golpe de la bomba.
- ◆ Reduce el desgaste de las correas del motor.
- ◆ Elimina la necesidad de tomar niveles de fluido.

### **c) OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN:**

- ◆ Disminución del “tiempo improductivo” como resultado de la reducción de pesca de varillas o de tubería, cambios de bomba y reparaciones de unidades de bombeo
- ◆ Disminución del “tiempo improductivo” por la detección temprana de la reducción de eficiencia de la bomba, bloqueo de gas, restricción de la entrada a la bomba, pérdidas en la tubería y/o en las válvulas de retención del puente de producción.
- ◆ Compensación automática por pérdidas en la eficiencia del sistema o por aumento del fluido disponible para ser bombeado.
- ◆ Mejora la posibilidad del operador para diagnosticar problemas, por lo que el servicio requerido puede ser programado con anticipación.

### **d) OPTIMIZAR LOS RECURSOS HUMANOS:**

- ◆ Suministra herramientas para que el operador mejore su eficiencia en el trabajo.
- ◆ Mas información (mensajes de falla) para una rápida detección y diagnóstico de problemas.
- ◆ Mejora la fijación de prioridades.
- ◆ Elimina las visitas a los pozos que no tienen problemas.
- ◆ Evita hacer doble viaje al pozo por no haber llevado los equipos y herramientas necesarias.
- ◆ Provee tiempo extra para otras tareas importantes.
- ◆ Mejora el mantenimiento preventivo vs. correctivo de los equipos de bombeo
- ◆ Programación de trabajos más efectivos.

### **e) INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN:**

- ◆ Al usar los detectores de fuga en prensa estopas, incrementará la protección ambiental en los pozos.
- ◆ Incrementa el conocimiento sobre las condiciones del reservorio.
- ◆ Posibilidad de reducir la potencia instalada después de evaluar las condiciones del pozo.
- ◆ Menor tiempo de control en boca del pozo
- ◆ Mejora el conocimiento del operador de las características de operación de un pozo específico.

### **8.2. DESVENTAJAS**

- ◆ El sistema solo se utiliza a motores que funcionan con energía eléctrica, por lo tanto no se puede utilizar en motores que son alimentados con gas.
- ◆ No construye automáticamente la curva de tiempo detenido vs. tiempo de marcha, para permitir una determinación óptima del punto de “Pump-Off”.
- ◆ En zonas accidentadas (que tienen muchas lomas) el sistema podría tener interferencia con las señales y para contrarrestar esto tendría que implementarse estaciones repetidoras.
- ◆ La distancia de la estación central a los pozos, ya que solo se permite 20 Km. como máximo

## **9. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

### **9.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS**

Los criterios para la selección de los pozos candidatos son los siguientes:

1. Pozos donde las condiciones de flujo de fluidos del reservorio sean muy dinámicas.
2. Pozos donde existan más de una falla por año del equipo de subsuelo (servicio de pozos)
3. Pozos cuya producción sea mayor de 20 BOPD.
4. Pozos donde la interferencia de gas pueda ser un problema.
5. Pozos con problemas de acumulación de parafina en la tubería de producción

A continuación, se muestra la relación de pozos y sus respectivas características de producción, por las que fueron seleccionados para la evaluación. Cabe mencionar que para la evaluación, además de los aspectos arriba indicados, lo que más prevaleció para selección de los pozos, fue que estén ubicados en un radio de 20 Km. a la redonda y estén ubicados dentro de las líneas de vista de la antena de radio frecuencia de El Alto, ya que para esta evaluación no se considerará una estación repetidora. Los nombres de los pozos han sido cambiados debido a que la Compañía Pérez Companc desea mantenerlos en reserva

# POZO 1

## 1. DATOS

◆ Prof. Efectiva (pies)	7172
◆ Prof. De bomba de subsuelo (pies)	6654
◆ Unidad de bombeo	M320D
◆ Carrera (pulg)	128
◆ Potencia motor eléctrico (HP)	44
◆ GPM	6.8
◆ Timer (On x Off)	8 x 4
◆ Producción bruta (BFPD)	36
◆ Porcentaje de agua (%)	19.2
◆ RGP (pies <sup>3</sup> / bbl)	2100
◆ Problema frecuente	Pesca de varillas, 4 al año

## 2. AHORRO DE ENERGIA

◆ N° de horas de trabajo antes de usar POC	16
◆ N° de horas de trabajo con POC	6.2
◆ Horas de trabajo ahorradas/día	9.8
◆ Potencia Promedio motor (Kw)	8.84
◆ Energía ahorrada/día (Kw-hora/día)	86.6
◆ Energía ahorrada anual (Kw-hora/ año)	31609
◆ Costo de energía eléctrica (US\$/Kw-hr)	0.13
◆ Ahorro anual (US\$/año)	<b>4109.2</b>

### 3. DISMINUCIÓN DE COSTOS POR FALLAS EN EL FONDO DEL POZO.

#### a) Costos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos / año	2
◆ Horas/ Servicio de Pozos	14
◆ Horas Cisterna / Servicio de Pozos	2
◆ Costo Unidad Servicio de Pozos (US\$/hr)	106
◆ Costo Cisterna (US\$/hr)	8
◆ Costo Rep. Bomba Subsuelo (US\$)	382
◆ Costo Varillas inspeccionadas (US\$)	6.7
◆ Costo de varilla nueva (US\$)	38

#### b) Costo de Servicio de Pozos (incluye materiales)

◆ Unidad Servicio de Pozos	2968
◆ Cisterna	32
◆ Bomba de Subsuelo	764
◆ Varillas (20 inspecciones + 2 nuevas)	420
◆ Total (US\$)	<b>4184</b>

#### 4. DISMINUCIÓN DE COSTOS EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

##### a) Mediciones físicas

◆ N° de combinadas/ año	2
◆ Costo/ combinada (US\$)	124
◆ N° de niveles/ año	10
◆ Costo/ nivel (US\$)	51
◆ Costo mediciones (US\$/ año)	758

#### 5. MAYORES INGRESOS POR MENOR PRODUCCIÓN DIFERIDA

##### a) Por menor Servicio de Pozos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos	2
◆ Tiempo sin detectar falla (hr)	8
◆ Tiempo esperando Unidad de Servicio de Pozos (hr)	60
◆ Tiempo en Servicio de Pozos (hr)	14
◆ Total de horas sin producir / fallas	164
◆ Producción del pozo (BOPH)	0.96
◆ Producción total no diferida (bbl/ año)	157.4
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ bbl)	20
◆ Costo de Producción (US\$/ BBL)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	1081

## POZO 2

### 1. DATOS

◆ Prof. Efectiva (pies)	8395
◆ Prof. De bomba de subsuelo (pies)	7830
◆ Unidad de bombeo	M320D
◆ Carrera (pulg.)	88
◆ Potencia motor eléctrico (HP)	44
◆ GPM	8.0
◆ Timer (On x Off)	14 x 10
◆ Producción bruta (BFPD)	26
◆ Porcentaje de agua (%)	2
◆ RGP (pies <sup>3</sup> / bbl)	1200
◆ Problemas frecuentes	Pesca de varillas, carta dinamométrica muestra interferencia de gas.

### 2. AHORRO DE ENERGIA

◆ N° de horas de trabajo antes de usar POC	15
◆ N° de horas de trabajo con POC	10.5
◆ Horas de trabajo ahorradas/día	4.5
◆ Potencia Promedio motor (Kw)	8.42
◆ Energía ahorrada/día (Kw-hora/día)	37.9
◆ Energía ahorrada anual (Kw-hora/ año)	13833
◆ Costo de energía eléctrica (US\$/Kw-hr)	0.13
◆ Ahorro anual (US\$/año)	<b>1798</b>

### 3. DISMINUCIÓN DE COSTOS POR FALLAS EN EL FONDO DEL POZO.

#### a) Costos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos / año	2
◆ Horas/ Servicio de Pozos	15
◆ Horas Cisterna / Servicio de Pozos	2
◆ Costo Unidad Servicio de Pozos (US\$/hr)	106
◆ Costo Cisterna (US\$/hr)	8
◆ Costo Rep. Bomba Subsuelo (US\$)	382
◆ Costo Varillas inspeccionadas (US\$)	6.7
◆ Costo de varilla nueva (US\$)	38

#### b) Costo Servicio de Pozos (incluye materiales)

◆ Unidad Servicio de Pozos	3180
◆ Cisterna	32
◆ Bomba de Subsuelo	764
◆ Varillas (20 inspecciones + 2 nuevas)	420
◆ Total (US\$)	<b>4396</b>

#### 4. DISMINUCIÓN DE COSTOS EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN.

##### a) Pozo No produce por bloqueo de gas

◆ N° de reespaciamento de bomba/día	0.5
◆ Horas–hombre/reespaciar bomba	1
◆ Costo hora-hombre (US\$/hr)	4.2
◆ Hora-camioneta/reespaciar bomba	1
◆ Costo hora-camioneta (US\$/hora)	2.8
◆ Sub-total/año (US\$)	1277.5

##### b) Mediciones físicas

◆ N° de combinadas/ año	2
◆ Costo/ combinada (US\$)	124
◆ N° de niveles/ año	10
◆ Costo/ nivel (US\$)	51
◆ Sub-total/año (US\$)	758
◆ Costo Total (a + b) (US\$/año)	2035.5

## 5. MAYORES INGRESOS POR MENOR PRODUCCIÓN DIFERIDA

### a) Por menor Servicio de Pozos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos	2
◆ Tiempo sin detectar falla (hr)	8
◆ Tiempo esperando Unidad / Servicio de Pozos (hr)	48
◆ Tiempo en Servicio de Pozos (hr)	15
◆ Total de horas sin producir / fallas	142
◆ Producción del pozo (BPH)	0.75
◆ Producción total no diferida (bbl/ año)	106.5
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ bbl)	20.0
◆ Costo de Producción (US\$/ BBL)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	731.7

### b) Por no bloquearse la bomba

◆ N° de bloqueos de bomba / día	0.5
◆ Horas pozo no produce por bloqueo	4
◆ Horas de producción diferida / día (10%)	0.2
◆ Horas totales de producción diferida / año	73
◆ Producción del pozo (BPH)	0.75
◆ Producción no diferida (BOP/ año)	54.75
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ BBL)	20.0
◆ Costo de producción (US\$/ bbl)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	376.1
◆ Costo total (a + b)	1107.8

## POZO 3

### 1. DATOS

◆ Prof. Efectiva (pies)	4740
◆ Prof. De bomba de subsuelo (pies)	4214
◆ Unidad de bombeo	C80D
◆ Carrera (pulg.)	54
◆ Potencia motor eléctrico (HP)	20
◆ GPM	9
◆ Timer (On x Off)	3X 1
◆ Producción bruta (BFPD)	52
◆ Porcentaje de agua (%)	7 7
◆ RGP (pies <sup>3</sup> / bbl)	1400
◆ Problemas frecuentes	bomba se bloquea permanentemente.

### 2. AHORRO DE ENERGIA

◆ N° de horas de trabajo antes de usar POC	18
◆ N° de horas de trabajo con POC	13.4
◆ Horas de trabajo ahorradas/día	4.6
◆ Potencia Promedio motor (Kw)	4.36
◆ Energía ahorrada/día (Kw-hora/día)	20.0
◆ Energía ahorrada anual (Kw-hora/ año)	7300
◆ Costo de energía eléctrica (US\$/Kw-hr)	0.13
◆ Ahorro anual (US\$/año)	949

### 3. DISMINUCIÓN DE COSTOS POR FALLAS EN EL FONDO DEL POZO.

#### a) Costos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos / año	1
◆ Horas/ Servicio de Pozos	10
◆ Horas Cisterna / Servicio de Pozos	2
◆ Costo Unidad Servicio de Pozos (US\$/hr)	106
◆ Costo Cisterna (US\$/hr)	8
◆ Costo Rep. Bomba Subsuelo (US\$)	382
◆ Costo Varillas inspeccionadas (US\$)	
◆ Costo de varilla nueva (US\$)	

#### b) Costo Servicio de Pozos (incluye materiales)

◆ Unidad Servicio de Pozos	1060
◆ Cisterna	16
◆ Bomba de Subsuelo	382
◆ Varillas (20 inspeccionadas + 2 nuevas)	
◆ Total (US\$)	1458

#### 4. DISMINUCIÓN DE COSTOS EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

##### a) Pozo no produce por bloqueo de gas

◆ N° de reespaciamiento de bomba/día	1
◆ Horas-hombre/reespaciar bomba	1
◆ Costo hora-hombre (US\$/hr)	4.2
◆ Hora-camioneta/reespaciar bomba	1
◆ Costo hora-camioneta (US\$/hora)	2.8
◆ Sub-total/año (US\$)	2555

##### b) Mediciones físicas

◆ N° de combinadas/ año	2
◆ Costo/ combinada (US\$)	124
◆ N° de niveles/ año	4
◆ Costo/ nivel (US\$)	51
◆ Costo mediciones (US\$/ año)	452
◆ Costo Total (a + b) (US\$/año)	3007

## 5. MAYORES INGRESOS POR MENOR PRODUCCIÓN DIFERIDA

### a) Por menor Servicio de Pozos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos	1
◆ Tiempo sin detectar falla (hr)	8
◆ Tiempo esperando Unidad / Servicio de Pozos (hr)	36
◆ Tiempo en Servicio de Pozos (hr)	10
◆ Total de horas sin producir / fallas	54
◆ Producción del pozo (BPH)	1.65
◆ Producción total no diferida (bbl/ año)	89.1
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ bbl)	20.0
◆ Costo de Producción (US\$/ BBL)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	612.1

### b) Por no bloquearse la bomba

◆ N° de bloqueos de bomba / día	1
◆ Horas pozo no produce por bloqueo	4
◆ Horas de producción diferida / día (10%)	0.4
◆ Horas totales de producción diferida / año	146
◆ Producción del pozo (BPH)	1.65
◆ Producción no diferida (BOP/ año)	240.9
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ BBL)	20.0
◆ Costo de producción (US\$/ bbl)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	1655
◆ Costo total (a + b)	2267.1

## POZO 4

### 1. DATOS

◆ Prof. Efectiva (pies)	6313
◆ Prof. De bomba de subsuelo (pies)	6009
◆ Unidad de bombeo	C160D
◆ Carrera (pulg.)	74
◆ Potencia motor eléctrico (HP)	44
◆ GPM	8.2
◆ Timer (On x Off)	3 x 1
◆ Producción bruta (BFPD)	30
◆ Porcentaje de agua (%)	3.3
◆ RGP (pies <sup>3</sup> / bbl)	1550
◆ Problema frecuente	Bomba se bloquea permanentemente

### 2. AHORRO DE ENERGIA USANDO POC

◆ N° de horas de trabajo antes de usar POC	20
◆ N° de horas de trabajo con POC	9.5
◆ Horas de trabajo ahorradas/día	10.5
◆ Potencia Promedio motor (Kw)	6.14
◆ Energía ahorrada/día (Kw-hora/día)	64.5
◆ Energía ahorrada anual (Kw-hora/ año)	23542.5
◆ Costo de energía eléctrica (US\$/Kw-hr)	0.13
◆ Ahorro anual (US\$/año)	<b>3060.5</b>

### 3. DISMINUCIÓN DE COSTOS POR FALLAS EN EL FONDO DEL POZO.

#### a) Costos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos / año	1
◆ Horas/ Servicio de Pozos	12
◆ Horas Cisterna / Servicio de Pozos	2
◆ Costo Unidad Servicio de Pozos (US\$/hr)	106
◆ Costo Cisterna (US\$/hr)	8
◆ Costo Rep. Bomba Subsuelo (US\$)	382
◆ Costo Varillas inspeccionadas (US\$)	
◆ Costo de varilla nueva (US\$)	

#### b) Costo Servicio de Pozos (incluye materiales)

◆ Unidad Servicio de Pozos	1272
◆ Cisterna	16
◆ Bomba de Subsuelo	382
◆ Varillas (20 inspecciones + 2 nuevas)	
◆ Total (US\$)	1670

#### 4. DISMINUCIÓN DE COSTOS EN EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

##### a) Pozo no produce por bloqueo de gas

◆ N° de reespaciamiento de bomba/día	1
◆ Horas–hombre/reespaciación bomba	1
◆ Costo hora-hombre (US\$/hr)	4.2
◆ Hora-camioneta/reespaciación bomba	1
◆ Costo hora-camioneta (US\$/hora)	2 8
◆ Sub-total/año (US\$)	2555

##### b) Mediciones físicas

◆ N° de combinadas/ año	2
◆ Costo/ combinada (US\$)	124
◆ N° de niveles/ año	6
◆ Costo/ nivel (US\$)	51
◆ Costo mediciones (US\$/ año)	554
◆ Costo Total (a + b) (US\$/año)	3109

## 5. MAYORES INGRESOS POR MENOR PRODUCCIÓN DIFERIDA

### a) Por menor Servicio de Pozos

◆ N° de Servicio de Pozos disminuidos	1
◆ Tiempo sin detectar falla (hr)	8
◆ Tiempo esperando Unidad / Servicio de Pozos (hr)	60
◆ Tiempo en Servicio de Pozos (hr)	12
◆ Total de horas sin producir / fallas	80
◆ Producción del pozo (BPH)	1.33
◆ Producción total no diferida (bbl/ año)	106.4
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ bbl)	20.0
◆ Costo de Producción (US\$/ BBL)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$/ año)	730.9

### b) Por no bloquearse la bomba

◆ N° de bloqueos de bomba / día	1
◆ Horas pozo no produce por bloqueo	4
◆ Horas de producción diferida / día (10%)	0.4
◆ Horas totales de producción diferida / año	146
◆ Producción del pozo (BPH)	1.33
◆ Producción no diferida (BOP/ año)	194.2
◆ Costo de petróleo transferido a Refinería Talara (US\$/ BBL)	20.0
◆ Costo de producción (US\$/ bbl)	13.13
◆ Lucro cesante (US\$/ bbl de petróleo)	6.87
◆ Ingreso adicional por producción no diferida (US\$ / año)	1334.1
◆ Costo total (a + b)	2065.0

## 10. INGRESOS Y AHORROS TOTALES

	<b>Pozo 1</b>	<b>Pozo 2</b>	<b>Pozo 3</b>	<b>Pozo 4</b>
a) Ahorros de energía	4109.2	1798	949	3060.5
b) Menores fallas en subsuelo	4184	4396	1458	1670
c) Control de Producción	758	2035.5	3007	3109
d) Menor producción diferida	1081	4107.8	2267.1	2065
<b>Total(US\$)</b>	<b>10132.2</b>	<b>12337.3</b>	<b>7681.1</b>	<b>9904.5</b>
<b>Inversion(US\$)</b>	<b>8000</b>	<b>8000</b>	<b>8000</b>	<b>8000</b>
<b>Relación Beneficio/ Costo</b>	<b>1.27</b>	<b>1.54</b>	<b>0.96</b>	<b>1.24</b>

En los casos anteriormente mostrados la relación Beneficio/Costos varia de 0.96 a 1.54. A excepción del pozo 2, todas las relaciones son mayores que la unidad.

## 11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El controlador del Pump-Off se adapta perfectamente para el control de pozos por telesupervisión y en los pozos 3 y 4 se obtuvo un aumento de producción de bbl
2. El sistema POC permite las siguientes ventajas operativas
  - ◆ Minimizar los cambios de polea y de carrera
  - ◆ Minimizar el tiempo de atención por parte del recorridor.
  - ◆ Disponer de la información de los pozos en tiempo real
  - ◆ Disponer de datos continuos, los mismos que son factibles de ser comparados (obteniendo tendencias de comportamiento)
  - ◆ Protección de los equipos por máxima y mínima carga.
  - ◆ Alarmas inmediatas en caso de malfuncionamiento.
  - ◆ Estabilizar el volumen de extracción en función del tiempo de operación.
3. En todos los casos se obtuvo un ahorro de energía que varían desde el 22.22% a 61.25%.
4. En todos los casos se redujo la frecuencia de servicio de pozos aún en los pozos que no presentaban alta frecuencia de estos.
5. En pozos ubicados en zonas accidentadas será necesario utilizar una antena retransmisora con el fin de evitar la interferencia presentada en la transmisión de los datos desde la RTU hasta la  
  
MTU
6. Continuar con el proyecto de adquisición e instalación del sistema POC para un mayor número de pozos, debiendo seleccionar de preferencia los pozos de mayor producción que tengan problemas de pescas de varillas.
7. Incorporar al actual sistema el programa desarrollado bajo ambiente windows y en red, con la finalidad de permitir la visualización de cartas dinamométricas, tendencias y base de datos.
8. Efectuar las pruebas necesarias para seleccionar la ubicación óptima de estación repetidora que permita una buena comunicación radial con las zonas accidentadas del lote X.
9. La proyección de las mejoras obtenidas en los cuatro pozos de evaluación, permitirá alcanzar ahorros del orden de 40056 US\$/año. Considerando que el costo unitario de este sistema no supera los 8000 US\$ la recuperación de la inversión sería un poco más de un año