

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL SISTEMA DE TELESUPERVISION DE PUMP-OFF (CASOS REALES)

Ing. Roberto Cibeira – Ing. Manuel Piscoya
Servicios Especiales San Antonio S.A.

ABSTRACT

La tendencia del mundo moderno, permite contar con la mayor cantidad de alternativas y elementos para optimizar los distintos Sistemas de Extracción. Uno de ellos es el Sistema de Telesupervisión de Pump-off, el cual Automatiza y Optimiza al Sistema de Extracción por Bombeo Mecánico.

El objetivo del presente trabajo es mostrar los distintos PUNTOS DE ANALISIS para la JUSTIFICACIÓN TECNICO-ECONÓMICA de este tipo de Sistemas, basados todos ellos sobre experiencias en CASOS REALES.

Primero haremos una Breve Descripción del Sistema para luego introducirnos en los Puntos de Análisis Técnico-Económicos que justifican dicha inversión en pozos de extracción de petróleo.

Estos PUNTOS son los siguientes :

- OPTIMIZACION DE PRODUCCION
 - Disminución de producción diferida
 - Detección de pozo en pesca o bloqueado
 - Detección de perdida de rendimiento de la bomba
 - Ventajas con respecto a pozos temporizados
- CONTROL PERMANENTE DEL SISTEMA DE EXTRACCION
 - Detección de agarres repentinos y gradual en el tiempo
 - Detección de bloqueos permanentes e intermitentes
- OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA
- DISMINUCION DE COSTOS DE MANTENIMIENTO
 - Por recorrido preventivo
 - Por servicio de mantenimiento y material
 - Disminución de la frecuencia de pulling
- DETECCION Y SEGUIMIENTO DE APOORTE DE SECUNDARIA
- PREVENCION DE ACCIDENTES
- PRESERVACION DEL MEDIO AMBIENTE
- OTRAS VENTAJAS DEL SISTEMA

INTRODUCCION

El continuo avance de la Tecnología y su necesaria aplicación para la optimización de todo sistema que requiera de algún tipo de control, ha generado la inserción de los sistemas telesupervisados a la industria petrolera.

En lo que respecta a un área o yacimiento , esta automatización comenzó por las Baterías de Almacenamiento y por Plantas de Tratamiento ,de Bombeo y Entrega de crudo.

Como siguiente paso se encuentra el llevar el control de la producción a los pozos propiamente dicho y debido a que el sistema de extracción artificial más difundido en los campos petroleros es el bombeo mecánico, el Sistema de Telesupervisión Pump-off es quien tiene la capacidad de poder controlar y optimizar eficientemente la producción , en un marco de seguridad y protección del medio ambiente, elementos críticos para los momentos en que vivimos.

DESARROLLO

En el año 1994 comenzamos a analizar con mucha detención cual sería el futuro de las mediciones ecodinamométricas realizadas a los sistemas de extracción artificial en los campos de producción de petróleo, para el seguimiento y optimización de la extracción.

Para ello ,observamos a quienes corren con ventajas en esta industria, dado la gran posibilidad de contar con una sobre oferta tecnológica , como lo es Estados Unidos y que de alguna forma son ellos quienes van marcando la tendencia de los mercados en lo que a automatización se refiere.

Visitamos, en ese mismo año, yacimientos del sur de Texas y observamos el alto grado de automatización existente en pozos en bombeo mecánico.

Por lo tanto decidimos abocarnos a desarrollar el mercado argentino en lo que respecta a la inserción del Sistema de Telesupervisión de Pump-Off , por ver en él el remplazo natural de los sistemas de medición convencionales existentes en nuestro mercado. Si bien, estos sistemas ya eran conocidos en nuestro país, con una instalación mínima de equipos referido a la cantidad de pozos en bombeo mecánico existentes, detectamos cual era la barrera más importante a superar: la muy poca experiencia en lo que respecta a los beneficios económicos reales que un sistema de esta índole podía brindar.

Por lo tanto nuestro trabajo fue demostrar ,con experiencia propia, en cada yacimiento donde colocamos estos equipos , el gran número de ventajas técnico-economicas que brinda el sistema, y que obviamente no son de una magnitud tal que puedan verse a simple vista, como puede ser un aumento directo en la producción.

Por el contrario, requiere de un seguimiento más detallado por pozo instalado ya que una de sus características es optimizar la PRODUCCION DIFERIDA, variable que comienza a tomar papel muy importante en los tiempos actuales donde todo lo que implique optimización tiene un peso relevante en los resultados económicos de los yacimientos.

BREVE DESCRIPCION DEL SISTEMA

El sistema de Control de Pump Off **P.O.C.**(Pump-Off Controller), es un sistema electrónico de control automático y de supervisión del sistema de extracción por bombeo mecánico.

Mediante la evaluación de la carta dinamoétrica (FIG 2), el controlador determina la mejor condición de operación del sistema, procediendo en caso necesario, a la interrupción del bombeo.

Mediante la incorporación de sensores adicionales se puede obtener información de producción como ser el caudal bombeado o presión de línea entre los más comunes.

Los datos son evaluados por el controlador y automáticamente enviados, mediante un enlace radioeléctrico, a una central de operaciones donde pueden ser procesados y almacenados.

El **P.O.C.** procesa los datos que obtiene de sus sensores de carga y desplazamiento, permanentemente instalados, para generar una carta dinamométrica.

Mediante un sensor de carga o *Strain Gage* (montado en viga o en vástago pulido) y un sensor de desplazamiento (potenciométrico, por inclinómetro o por proximidad) recibe valores variables de tensión que amplifica y transforma en códigos binarios para ser analizados por un microcontrolador ubicado en la Unidad Remota Transmisora **R.T.U.**(Remote Transmission Unit) (FIG. N°1) .

Estos datos procesados determinarán qué tipos de control realizará la RTU, como por ejemplo señales de alarma, detención o arranque del motor del aparato de bombeo, entre otros.

Toda la información recabada del pozo está disponible en la Estación Remota, en la memoria del controlador y podrá ser visualizada en su display o transferida para un análisis más intensivo a una Unidad de Testeo Portable **P.T.U.** (Portable Test Unit). Esta información es transmitida hacia la Estación Local donde se puede ver alarmas, hacer estadísticas y los análisis correspondiente de los datos recibidos a través de software especializados. (FIG 3)

Luego de ver resumidamente aspectos generales del sistema , pasamos a detallar el tema específico de este trabajo.

PUNTOS DE ANALISIS DE LA JUSTIFICACION TECNICA-ECONOMICA DEL SISTEMA

Al tratarse de un análisis económico utilizaremos a lo largo de todo el trabajo los siguientes valores:

Costo promedio del equipamiento instalado en el pozo: U\$S 6.500

Precio promedio del barril de petróleo: U\$S 18

Precio promedio del Metro cúbico(M3) de petróleo: U\$S 113

El primer punto que analizaremos es la OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Importante: Las letras iniciales al nombre de los pozos y/o baterías fueron cambiados a SS para mantener la confidencialidad de la información. Sin embargo el número del pozo y/o baterías fue preservado del caso real presentado.

- **OPTIMIZACION DE PRODUCCION**

Disminución de PRODUCCIÓN DIFERIDA

❖ *Usando el sistema como pump-off (paro por golpe de fluido) permite:*

Aumentar Golpes por Minutos(GPM) del Aparato Individual de Bombeo (AIB) y/o Carrera del AIB .Debido a que los pozos no producen en forma uniforme , como consecuencia de un cambio dinámico de sus condiciones extractivas (las bombas mecánicas no llenan de igual forma en cada embolada) y de reservorio (cambio de la presión dinámica y en la producción de gas del mismo con el tiempo de extracción), existe un constante control del supervisor de producción en lo que respecta a cambios de GPM y/o carrera para no generar ni un excesivo golpe de fluido que dañe por fatiga a todo el sistema mecánico de extracción, ni tampoco una pérdida de producción por tener sub-extraído al pozo.

El uso del POC permite trabajar al pozo limitado (protegido) en cuanto a golpe de fluido se refiere, por lo que se puede trabajar con un buen número de GPM que me asegure la máxima extracción del reservorio.

La mejora en producción observada en los pozos analizados estuvo en el orden de un 2% a un 4% promedio. Tomaremos conservadoramente el 2% en un pozo de producción de 10 M3/D.

Mejora, del 2%, en pozo de 10 M3/D = 0,2M3/D

U\$S del M3= 113 , implica en el mes:

0,2 M3/D x 113 U\$S/M3 x 30 Días = U\$S 678

Tiempo de Repago de la Inversión (TRI) = Costo del equipo/ganancia

TRI = 6500/678 = 9,6 meses

El caso real que presentamos a continuación corresponde al pozo SS-153 de Bat SS-03 el cual pasó de una producción de 7,2 M3/D a 7,62 M3/D, un aumento de 0,42 M3/D.

Pozo	Bat.	Caudal antes del Pump-off (M3/D)	Caudal después del Pump-off (M3/D)	Diferencia (M3/D)
SS-153	SS-03	7,2	7,62	0,42

Mejora, del 6%

0,42 M3/D x 113 U\$S/M3 x 30 Días = U\$S 1424

TRI = 6500/1424 = 4,56 meses

Nota: la opción de **PUMP-OFF** (parar al pozo por golpe de fluido y volver a arrancar después de un tiempo prefijado) abarca aproximadamente a un 60 % de los pozos en extracción por bombeo mecánico. Sólo no se la utiliza en aquellos de muy alta producción o en aquellos que la asistencia por secundaria sea de tal magnitud en caudal que no permita el paro del pozo. En estos casos el potencial del sistema pasa por **CONTROLAR** permanente que el pozo funcione correctamente las 24 hrs del día como se verá a continuación.

❖ **Usando el sistema como controlador permite:**

Detección de pozo en pesca, en el momento en que se produce la misma. Salvo que el pozo contenga un flujostato con un sistema de telemedición, es prácticamente imposible la detección inmediata de la misma. La única manera es ir a medir las variables del pozo en el momento de ponerlo en control o realizar una medición dinamométrica por programa. El hecho que el aparato de bombeo siga en movimiento no alerta al recorridor sobre problema alguno. Dependiendo de la producción del pozo (esto determina la frecuencia de visita del mismo), esta detección puede tardar entre 1 día (si el pozo es de gran producción) o varios días para pozos de mediana o baja producción. (la fijación de los tiempos se realiza tomando como criterio que aquellos pozos de gran producción están siendo controlados en forma más exhaustiva).

Para el análisis económico elegimos un pozo de mediana producción, que puede tomarse en 20 M3/D. Suponiendo un retardo en la detección de la pesca de 1(un) día, da un total de producción diferida de 20 M3/D en el mes. El poseer un Sistema de Pump-Off me determina el problema, por pantalla de computadora, en forma inmediata y genera a su vez la detención del AIB. El determinar la falla en forma temprana implica adelantar la intervención del pozo y ganar el día de demora en la detección, por lo que para el caso del ejemplo, contaremos dentro del mes de producción con 20 M3 más de petróleo, esto es:

Mejora : 20 M3 en forma puntual
U\$S del M3= 113 , implica en el mes:
20 M3 x 113 U\$S = 2260

TRI = 6500/2260 = 2,8 = 3 detecciones de pozo en pesca

Tener muy presente que en caso que la detección de la pesca demore más de un día, o que la producción del pozo sea mayor, el TRI disminuye rápidamente, llegando a poder producir el repago de la inversión en una sola detección del pozo en pesca.

Pasemos ahora del caso genérico al real, el cual llamaremos S para mantener la confidencialidad de la información.

Se detectó por medio del Sistema de pump-off instalado, la pesca en un pozo de alta producción; el pozo **S 269 de 200 M3/D (FIG 4)**. El sistema alertó sobre la pesca, la cual se produjo en horas de la noche, específicamente a las 22:17 hrs, dando inmediata comunicación a los supervisores de campo para que corroboraran el hecho. Dicha gente tuvo que retornar al pozo ya que había hecho en forma más temprana la inspección del mismo, encontrándolo en funcionamiento normal (aquí estamos en presencia de una demora de 1(un) día por lo menos en la detección del problema ya que dicho pozo ya había sido supervisado).

Es obvio que si llevamos estos números de producción al TRI no solo se repaga el equipo del pozo sino que el excedente serviría para la amortización de un buen número de equipos más.

En FIG 4 , la carta dinamométrica llena (carta normal) corresponde a información del pozo 10 minutos antes de que se produjera la pesca y el sistema alertara y detuviera al pozo. La carta de menor área es la correspondiente a la pesca y que dio acción al controlador.

Prevención por bloqueo de gas (FIG 5). En caso de un bloqueo por gas, al disminuir abruptamente el rango de carga, el pozo es detenido dando la correspondiente alarma. Permite ganar producción diferida como en el caso anterior. También evita incurrir en el “golpe de bomba” constante para solucionar este tipo de problemas, ya que el POC hace un seguimiento continuo del funcionamiento de la bomba y se puede ver realmente la frecuencia de bloqueo de la misma y en

función de esto determinar el dispositivo antibloqueo adecuado a bajar al pozo . El evitar estos “golpes de bomba” disminuye la frecuencia de pulling, rotura de caja reductora del aparato de bombeo, futuras pescas de varillas, etc. (lo que equivale U\$S menos de gasto por año).

❖ *Detección de pérdida de Rendimiento de la Bomba.*

Toda bomba baja su rendimiento, en el tiempo, por desgaste (pérdidas en válvulas o escurrimiento pistón barril) lo cual , en un pozo en régimen continuo equivale a pérdida de producción .

Sin embargo, si el pozo estuviera controlado cuando la condición de pump-off es alcanzada, no funcionaría la totalidad del tiempo. Por ejemplo, supongamos que el pozo funciona en ciclos variables que a lo largo del día dan una totalidad de 16 hs. de marcha , estando detenido el resto del tiempo. Ante una pérdida de válvula, lo único que pasará en el pozo es que en cada ciclo , la condición de pump-off se alcanzará en un período de tiempo mayor al de la condición de válvula normal, por lo que “progresivamente” el tiempo de marcha diario comenzará a aumentar, SIN PERDIDA DE PRODUCCION, hasta llegar a las 24 hs de funcionamiento (recordar que sigue parando por pump-off, es decir la bomba continúa agotando el nivel del pozo).

En el ejemplo, el pozo de 16hs. de funcionamiento pasará a 18 hs. y así sucesivamente hasta llegar a 24hrs, donde recién a partir de este momento y luego de varios días (dependiendo de la gravedad de la pérdida),su funcionar será continuo, comenzando a perder producción.

Observamos como el sistema nos alerta , impidiendo la consecuente PERDIDA DE PRODUCCION, pudiéndose tomar acciones correctivas como el de aumentar sencillamente golpes por minuto o anticipar un pulling, evitando producción diferida (pérdida de producción) .

Veámoslo en un caso real. Tomamos la siguiente carta dinamométrica correspondiente a una unidad de bombeo con 130 pulgadas de carrera (FIG 6-1):

Antes de realizar el análisis, es importante observar que aún la carta dinamométrica de fondo marca un pequeño golpe de fluido, lo que permite el paro por pump-off de la unidad. Esto implica que el pozo funciona menos de 24 hs. al día por lo que aún no pierde producción en su funcionamiento. Pero la marcada pérdida de válvula móvil que posee (FIG 6-2) y que se refleja claramente en la carta de fondo , de no tomar medidas correctivas, generará pronto un régimen continuo de funcionamiento y la consecuente pérdida de producción.

Calculemos cual sería esa pérdida si el pozo alcanzara el régimen continuo. Como se puede observar en la FIG 6-1, si la válvula móvil no perdiera, la carrera efectiva productiva del pistón de la bomba estaría dada por el espacio entre barras exteriores, siendo la misma de **87 pulgadas** .Para el caso de contemplar la pérdida, como indica la figura 6-1, la carrera es de **65 pulgadas** (entre par de barras interiores).

Si calculamos el caudal producido por la bomba en ambos casos:

$$Q[M3/D]=0,159 \times 0,1166 \times GPM \times (Dp^2) \times S \quad (I)$$

Donde:

GPM: Golpes por Minuto

Dp2 : Diámetro pistón en pulg. al cuadrado

S : Carrera del pistón en pulgadas

GPM del pozo = 8

Dp2 = 2".

1° CASO(entre barras externas)

$$Q = 0,159 \times 0,1166 \times 8 \times 4 \times 87 = 51,5 \text{ M3/D}$$

2° CASO (entre barras internas)

$$Q = 0,159 \times 0,1166 \times 8 \times 4 \times 65 = 38,5 \text{ M3/D}$$

DIFERENCIA = 13 M3/D

En realidad esta pérdida es gradual en el tiempo, por lo tanto supondremos en forma muy conservadora que esta pérdida es la mensual, representando diariamente $13/30 = 0,43 \text{ M3}$, comparable con un escurrimiento pistón barril, imposible de detectar por controles de producción o cualquier flujostato.

Tomamos 30 días ya que es el tiempo normal mínimo entre mediciones ecodinamométricas en un yacimiento para un pozo de mediana y buena producción. Si este fenómeno lo analizáramos en pozos de baja producción, donde el tiempo entre mediciones ecodinamométricas está entre 2(dos) o más meses, el TRI disminuiría mucho más.

Volviendo a nuestro caso:

Mejora : 0,43 M3/D

U\$S del M3 = 113, implica en el mes :

0,43 M3/D x 30D x 113 U\$S/M3 = U\$S 1458

TRI = 6500/1458 = 4 detecciones tempranas

Esto puede aplicarse para pozos de menor o mayor producción ya que las pérdidas en válvulas vistas en cartas dinamométricas son similares a las del ejemplo, existiendo una relación porcentual en las carreras efectivas de producción como las mostradas en el gráfico. La mejora en M3xdía seguirá siendo del orden de un escurrimiento, pero lo importante es que el **TIEMPO DE REPAGO**, a pesar de esto, **ES BAJO**.

En FIG 7 se puede ver el gráfico de tendencias de las horas de marcha del pozo automatizado 320 . Este comenzó a tener pérdida de rendimiento en la bomba, pasando de 19 hs de funcionamiento diario a 21 horas, en 6 días, tiempo suficiente para ir previendo una acción correctiva. Estos tipos de gráficos se pueden solicitar en cualquier momento, graficando toda la información almacenada en la base de datos hasta la última consulta que se le hizo al pozo, lo que implica estar manejando información en tiempo real.

❖ *Ventaja con respecto a POZOS TEMPORIZADOS*

La gran ventaja está sustentada en que un reservorio no produce en forma cíclica, aunque se respete siempre los mismos tiempos de parada y de marcha del AIB. La presencia del gas de formación genera una presión dinámica variable que produce una producción variable. Además la bomba tampoco produce en forma constante en cada embolada, también como consecuencia de la existencia de gas, por lo que si obligamos al pozo a trabajar en forma cíclica estaremos siempre perdiendo en producción, como lo veremos más adelante.

Además, estos pozos temporizados normalmente entran rápidamente en golpe de fluido (son de baja producción), por lo que hasta que termine el ciclo signado por el reloj, estará sometiendo a una gran fatiga a todo el sistema de extracción.

En ambos casos estamos perdiendo dinero.

La colocación de un POC en estos pozos nos mostrará una de las grandes ventajas de este sistema y que es su **SEGUIMIENTO PERMANENTEMENTE DEL RESERVORIO**, ya que el pozo producirá hasta que el golpe de fluido prefijado en el área de control dinamométrica sea alcanzada. Al mismo tiempo, como esta área de control se establece para que el golpe de fluido sea mínimo, estamos protegiendo la instalación contra la fatiga de los materiales. Vemos que las dos desventajas mencionadas anteriormente para el “timer” desaparecen con el uso del POC.

Las FIGURAS 8, 9, 10 y 11 muestran la variabilidad de los ciclos de marcha en cuatro pozos distintos debido a que el reservorio genera una producción variable para tiempos de parada constantes. Se observa que esporádica y aleatoriamente existen ciclos de producción de gran duración, seguidos por otros de muy poca, lo que magnifica la pérdida de producción que se genera en pozos con “timer” de ciclos de marcha constante.

Nuestra experiencia en la colocación de POC en reemplazo de “timer” fue haber mejorado la producción del pozo entre 1M3 hasta 4 M3 de petróleo por día.

Tomando la posición más conservadora de 1M3/D tenemos:

Mejora : 1 M3/D

U\$S del M3 = 113, implica en el mes :

1 M3/D x 30D x 113 U\$S/M3 = U\$S 3.390

TRI = 6500/1458 = 1.9 meses

Es importante notar como en aquellos pozos de menor producción, es donde el sistema tiene un bajo TRI, debido a que son los menos controlados por la supervisión de campo, y donde fracción de M3 por día genera un muy corto tiempo de repago de la inversión.

- **CONTROL PERMANENTE DEL SISTEMA DE EXTRACCION**

Detección de AGARRES repentinos y graduales en el tiempo

El sistema posee un control permanente respecto de agarres de bomba ya sea por arena o parafina debido a que permanentemente posee límites sobre la carta dinamométrica de carga máxima y mínima, fijadas por el operador para que el controlador tome acción ni bien las cargas superen dichos límites. Esto puede suceder de forma repentina o progresiva en el tiempo. En ambos casos evitaría la pesca de varillas con lo que se ahorraría el costo de intervención de pulling, rondante en los U\$S 3.000 promedio dependiendo del tipo del tipo de intervención. Esto daría un repago:

**Mejora : evitar intervención
U\$S 3.000 promedio**

TRI 6500/3000 = 2,1 agarre del pozo.

Un caso real de AGARRE REPENTINO es el referido al pozo SS-154 (FIG 12). Como consecuencia de la programación de acción y alarma en la RTU se pudo observar la carta dinamométrica de dicha figura. Se intentó un cambio de régimen en horas de la mañana, y la bomba comenzó a aprisionarse en carrera descendente por lo que las cargas mínimas disminuyeron por debajo de los parámetros de protección fijados en el sistema Pump Off , generándose la parada del pozo y alarma correspondiente en el mediodía del 28-05-99. Dicha situación fue reconocida por el supervisor, en la pantalla de la computadora, recién a las 15:46 hs. Si no se hubiera contado con la acción de paro del POC, seguramente esta falla hubiera determinado un servicio de pulling para este pozo y posiblemente un daño ecológico en la locación.

Un caso real de AGARRE GRADUAL se observa analizando la tendencia de Carga Máxima de la FIG 13. Vemos como la carga máxima del pozo S-1002 a medida que nos aproximamos al último día (HOY en el gráfico) va aumentando, lo que me indica que el pozo se viene aprisionando progresivamente. Una semana posterior a esto el pozo quedó en pesca de varillas. El haber analizado y observado esta tendencia, mayor a 1(un) mes de información, hubiera evitado el costo del pulling más la producción diferida durante el tiempo de la intervención.

Detección de BLOQUEOS permanentes e intermitentes

De este tema ya nos referimos anteriormente en el punto “**Prevención por bloqueo de gas (FIG 5)**”. Es importante agregar que hubieron casos donde se detectaron bloqueos parciales y en forma aleatoria en el tiempo. Este sistema de control continuo posibilitó conocer esta característica de bloqueo de dichos pozos, alertando al Ing. de Producción sobre dichas anomalías. Debido a que el pozo estaba cierta parte del día bloqueado, su producción era menor a la que podía extraer si se lograba eliminar esa condición. Este fenómeno no había podido ser detectado con las mediciones ecodinamométricas realizadas.

- **OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA**

Caso 1: Generación Propia

Para este estudio se tubo en cuenta 2(dos) baterías completas con un total de 27 pozos con POC (Tabla N°1), de los cuales solo 14 se pudieron colocar con paro por pump-off (menos de 24 hs de funcionamiento diario) luego de haber sido analizadas las circunstancias que pueden influir en dicho paro (nos referimos a posibles dificultades en el arranque automático, eléctricos, mecánicos, por el tipo de instalación, tipo de petróleo, etc.)

El ahorro en el consumo de energía estará directamente relacionado al tiempo de paro que posee cada pozo durante el día. Del análisis de la Tabla N°1 podemos confeccionar la Tabla N°2 donde observamos un ahorro total de energía del 48% , existiendo un pozo(SS 282) con un ahorro del 81.7 %.

Haciendo el análisis global del ahorro de energía, a un costo del Kw (Kilowatt) = \$ 0,02 y teniendo en cuenta la potencia instalada en cada pozo, se llegó a un ahorro mensual de U\$S 989 por mes para los 14 pozos.

Costo Kw =\$ 0,02

Ahorro mensual U\$S 989

TRI 6500/989 = 6,5 meses por equipo

Si hacemos el análisis puntual para el pozo SS 282, con un ahorro del 81.7% tenemos:

Costo Kw =\$ 0,02

Ahorro mensual U\$S 1683

TRI 6500/1683 = 3,8 meses

Caso 2: Generación Contratada

En este caso se instalaron medidores de energía, obteniéndose los números mostrados en Tabla N°3.

Evidentemente se trata de otro tipo de yacimiento, con profundidad de bomba superior a los 2.000 mts.. El ahorro, solo por energía , es de U\$S 2.200 por pozo por año, obteniendo un **TRI de 3 años** por POC.

A esto hay que sumar la gran disminución de FATIGA DE MATERIALES en sarta de varilla, AIB, bomba mecánica de profundidad y motor de impulso por el simple hecho de estar detenida la unidad de bombeo cierta parte del día. Como consecuencia directa disminuirá la frecuencia de pulling del pozo. Este ahorro en costos debería sumarse al repago de la inversión.

- **DISMINUCION DE COSTOS DE MANTENIMIENTO**

- ❖ ***Por Recorrido Preventivo***

Se analizaron 29 pozos con POC. Los mismos , en lo que a **mantenimiento preventivo** se refiere, se los agrupa en pozos clase A, B y C en función a la cantidad de visitas por mes que se les realiza:

Clase “A”: visita semanal del pozo.

Clase “B”: visita quincenal del pozo.

Clase “C”: visita mensual del pozo.

La Tabla N°4 muestra en la primer fila (antes de la instalación de los POC) la clasificación de los mismos según el detalle anterior, y los costos mensuales asociados. En la segunda y tercer fila ya se encuentran los POC instalados, por lo que aquellos pozos que paran por pump-off se los puede visitar menos por mes, por lo que su clasificación cambia, generándose un ahorro ,reflejado en dicha tabla, de un **27%** del costo de mantenimiento mensual. Llevado a números tenemos:

Ahorro mensual: U\$S 1.349 (27%)

Ahorro Anual : U\$S 16.200

Repago de 3 equipos por año

- ❖ ***Por SERVICIO de mantenimiento y material***

El hecho de telesupervisar, por ejemplo toda una batería de pozos, permite bajar, en caso de contratar a terceros el servicio, el costo de algún móvil recorridor lo que sumaría mensualmente en el repago de cada controlador ubicado en dicha batería. El monto correspondiente, es privativo de cada área pero sumará directamente en el repago del equipamiento. Para el caso de móviles propios también incidirá, dependiendo de la zona, la disminución de recorridos, cuyo beneficio redundará en los gastos de combustible, mantenimiento, y por sobre todo en la posibilidad de bajar algún móvil para el recorrido del área en su totalidad.

- ❖ ***Por disminución de la FRECUENCIA DE PULLING***

Como hemos mencionado en varios puntos anteriores, el prevenir anomalías perseverantes en el tiempo(agarres en el sistema de extracción), disminuir fuertes golpes de fluido, golpes de bomba e inclusive hacer trabajar menos tiempo a la unidad de bombeo, manteniendo la producción del pozo, influirá en la disminución directa de fatiga de materiales, y como consecuencia generará una disminución de la frecuencia de pulling del pozo, bajando los costos asociados al mismo.

- **DETECCION Y SEGUIMIENTO DE APORTE DE SECUNDARIA**

De acuerdo a lo visto hasta el momento, con este sistema incorporamos una herramienta de seguimiento y análisis que cuida y optimiza la producción de un pozo. Debido al seguimiento se puede detectar la llegada de aporte de secundaria o la ausencia repentina de algún inyector. El indicador de ello se obtiene analizando las horas de marcha del pozo, esto es, si el pozo está siendo parado por pump-off, el aumento del tiempo de marcha diario, luego de descartado un pérdida de eficiencia de la bomba o cañería rota, se deberá a la llegada de secundaria, generando un mayor caudal de producción que hará que para alcanzar el golpe de fluido, el pozo funcione más tiempo. Un dato más que descartaría pérdida de eficiencia en la bomba del pozo, es que el fenómeno de llegada de la secundaria también afectará de la misma forma o parecida a otros pozos, aquellos a los que se sabe les tendría que llegar los efectos del inyector.

De la misma forma, una disminución en el tiempo de funcionamiento del pozo, me podría estar indicando que por algún motivo a determinar, hay una merma de la secundaria que se estaba recibiendo .

La experiencia sobre esto se refiere a lo sucedido con los pozos SS-206; SS-207 y SS-318, todos pertenecientes a la batería SS-05. Los mismos estaban funcionando con sentencia de paro por pump-off (es decir, menos de 24 hs de marcha diaria). Si observamos la FIG 14 vemos como entre la misma fecha de análisis , los tres pozos aumentaron su régimen de operación hasta llegar a las 24 hs diarias, volviendo luego de aproximadamente 6 días a condiciones de funcionamiento de menos de 24 hs por día.

El pozo SS-207 funcionaba normalmente 11 hs./día, el SS-206 entre 10 y 11 hs./día y el SS-318 10 hs/día (son horas promedio). Entre los días 12 y 18 de Junio, las horas aumentaron, llegando a marchar durante 4 días seguidos, 24 horas. No podemos pensar que el tiempo aumentó como consecuencia de pérdidas en válvulas o en algún caño, porque no podrían haber vuelto, sin intervención alguna, a un régimen de agotamiento de nivel luego de 4 días. Se puede atribuir a que el equipamiento instalado, no encontró la situación de golpe de fluido, y sencillamente no tomó acción de paro.

También se observó que las horas de marcha del pozo SS-318 se incrementaron en unas 5 horas, posterior a la situación mencionada. Luego de este suceso se recomendó hacer nuevos controles de producción para ver la composición de la producción bruta de los pozos.

Este fenómeno hubiera pasado inadvertido con la realización simple de mediciones ecodinamométricas. En resumen, se está obteniendo con el sistema información complementaria que puede llevar a estudios o conclusiones que seguramente tienen un rédito económico.

- **PREVENCION DE ACCIDENTES**

Para aquellas baterías o zonas que sufren inclemencias del tiempo y hacen dificultoso o imposible su acceso, el uso de controladores adiciona una gran ventaja desde el punto de vista de dar al operador la seguridad de que todo está en orden, o en su defecto, al visualizar alguna anomalía se emprenderá su acceso inmediato sabiendo de antemano el inconveniente a solucionar. El evitar viajes de personal por supervisión preventiva hacia esas zonas, incide directamente en la prevención de accidentes, de un alto costo para toda empresa. Además se optimizan los tiempos disponibles del personal encargado de dichas zonas lo cual también tiene su rédito económico.

Otra de las experiencias en este tema fue la **Detección de cierre de válvula de la directa del pozo por alguna maniobra realizada en el mismo y posterior olvido de apertura**. En este caso, una vez que se colocó en marcha el pozo, el controlador lo detuvo al poco tiempo debido que al estar cerrada la directa, en cada embolada la bomba comenzó a aumentar la presión dentro del tubing, por lo que aumentó rápidamente el rango de carga de la carta dinamométrica. Estas cargas superaron los límites fijados como control y detuvieron al pozo, dando la alarma correspondiente. Con esto se evitó la rotura de tubing, bomba o empaquetadura del puente de producción por alta presión, con el consecuente ahorro del costo de pulling y producción diferida; o para el caso del puente de producción evitar un derrame con consecuencias ecológicas grave. Los antecedentes de estos casos, sin POC en el pozo, indicaron rotura o pérdida en cañería tubing lo que implicó intervención del pozo (pulling).

- **PRESERVACION DEL MEDIO AMBIENTE**

De acuerdo a la SECRETARÍA DE ENERGIA aquellos pozos en bombeo que tengan paro a distancia se los cataloga como de CONDICION DE SEGURIDAD 5- INSTALACION SEGURA. Esto implica que en el caso de ocurrir algún accidente, por ejemplo en alguna cañería colectora, se podrán detener rápidamente todos aquellos pozos que estén bombeando a dicho caño, evitando o minimizando no solo el daño ecológico de la zona sino también las multas correspondientes.

Esto aportará directamente al repago de la inversión del equipo, aunque en este caso no se trataría de un ahorro directo de un costo, sino el evitar que el mismo se produzca.

- **OTRAS VENTAJAS DEL SISTEMA**

A continuación enumeramos algunas de las ventajas adicionales que se obtienen con la utilización de estos sistemas, generándole un valor agregado al yacimiento.

- *MEJOR APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS HUMANOS*

- *POSEER TECNOLOGIA DE AVANZADA*

- *TRABAJO MULTIUSUARIO, BASE DE DATOS Y SOFTWARES DE ANALISIS*

DIAGNOSTICO Y PREDICCION

- *POSIBILIDAD DE INCORPORAR EN LAS RTU:*

- ❑ *Sensores Ecológicos por Pérdida por Empaquetaduras*
- ❑ *Sensores de presión de Tubing y/o Casing*
- ❑ *Controlar variadores de frecuencia*
- ❑ *Otros*

CONCLUSIONES

Se puede realizar una evaluación técnico-económica del Sistema de Telesupervisión por Pump-off haciendo la suma en mayor o menor medida de todas las opciones descriptas anteriormente, lo que implica un muy buen tiempo de repago de la inversión (TRI) del equipamiento instalado, teniendo en cuenta que se han manejado valores en forma muy conservadora y que en cada pozo analizado seguramente participarán del TRI más de un elemento por vez.

En resumen, los puntos más importantes que participan en el análisis de costos son:

- 1- Optimización de Producción**
- 2- Control permanente del Sistema de Extracción**
- 3- Optimización del consumo de Energía**
- 4- Disminución de costos de mantenimiento.**
- 5- Detección y seguimiento de aporte de secundaria**
- 6 - Diminución de asistencia al pozo (pulling, etc)**
- 7 - Prevención de Accidentes personales y Ecológicos**

Un elemento que no participa directamente en estos costos pero que sí lo hace en forma indirecta y que es muy importante tenerlo en cuenta, es la OPTIMIZACIÓN DE LAS HORAS HOMBRE DEL PERSONAL ESPECIALIZADO DEDICADO AL SEGUIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.

Con este sistema el supervisor de producción tiene la herramienta para trabajar en estadísticas por medio de BASE DE DATOS y realizar reingeniería a través de software de Análisis y Diagnóstico, teniendo bajo su control la totalidad de los pozos desde su PC personal.

Este trabajo evidentemente queda abierto para seguir sumándole la experiencia y ventajas provenientes de nuevas evaluaciones de campo.

Sabemos que lo descripto tal vez no agregue conceptos nuevos sobre el tema, pero consideramos que lo más importante de este trabajo es haber plasmado la experiencia de los últimos 4 años en el seguimiento del sistema en distintos yacimientos del país y del exterior, y haber hecho las propias experiencias sobre aquello que la teoría dice.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer la colaboración de aquellas personas pertenecientes a los distintos yacimientos en donde se realizaron las evaluaciones, como así también a nuestro propio personal, quienes con su esfuerzo y profesionalismo permitieron la obtención de la información detallada en este trabajo

FIGURAS

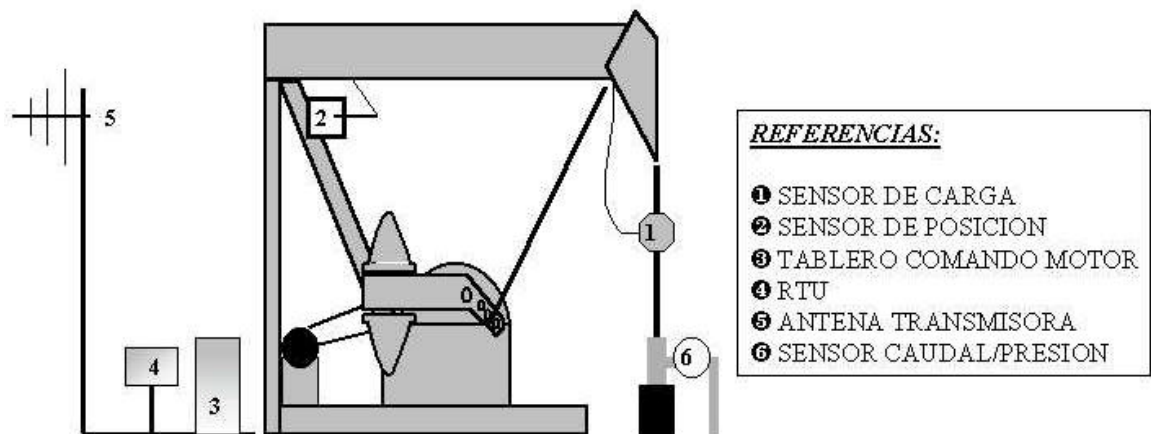


FIG 1

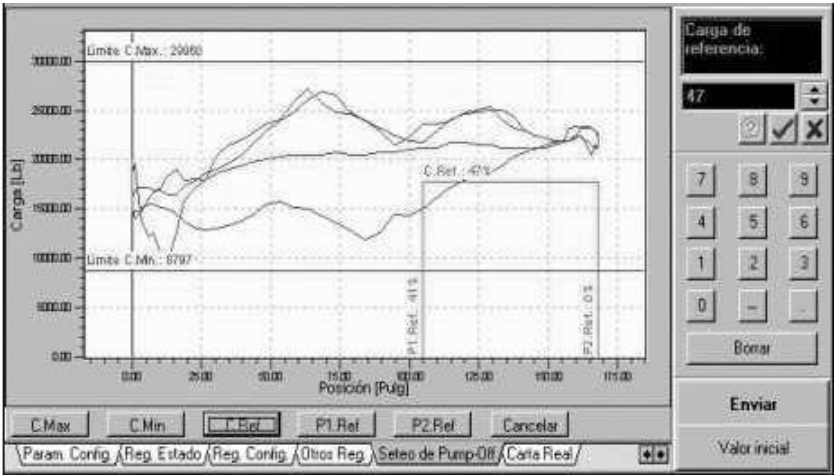


FIG 2

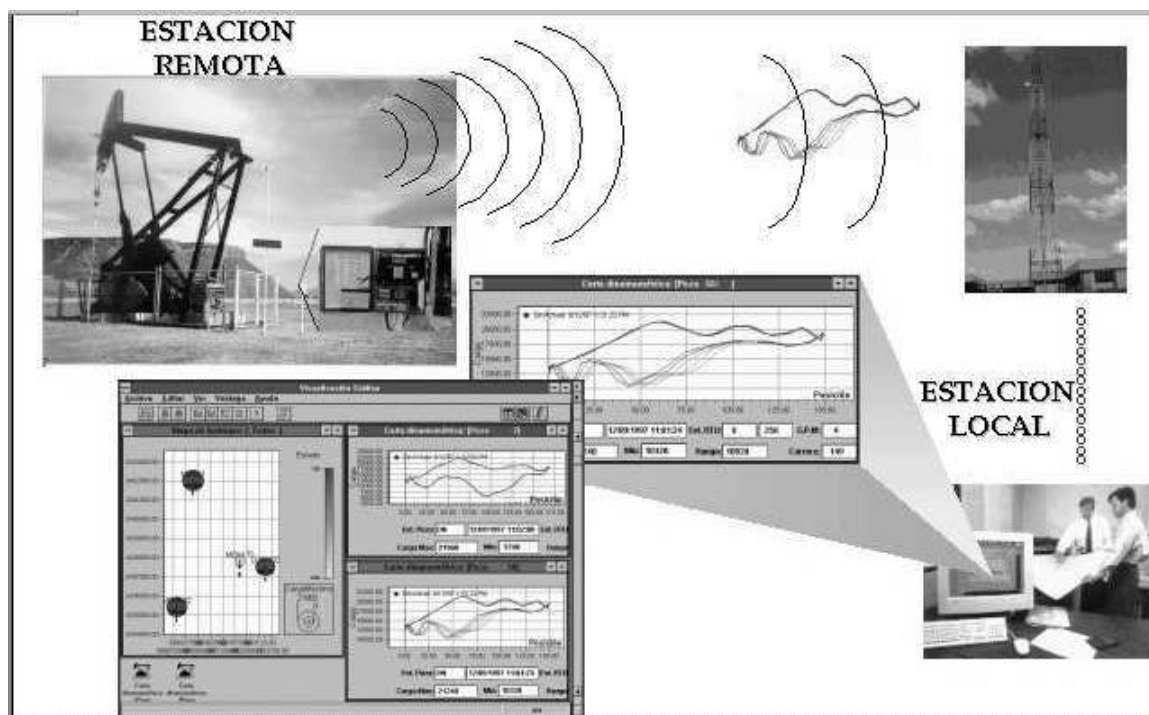


FIG 3

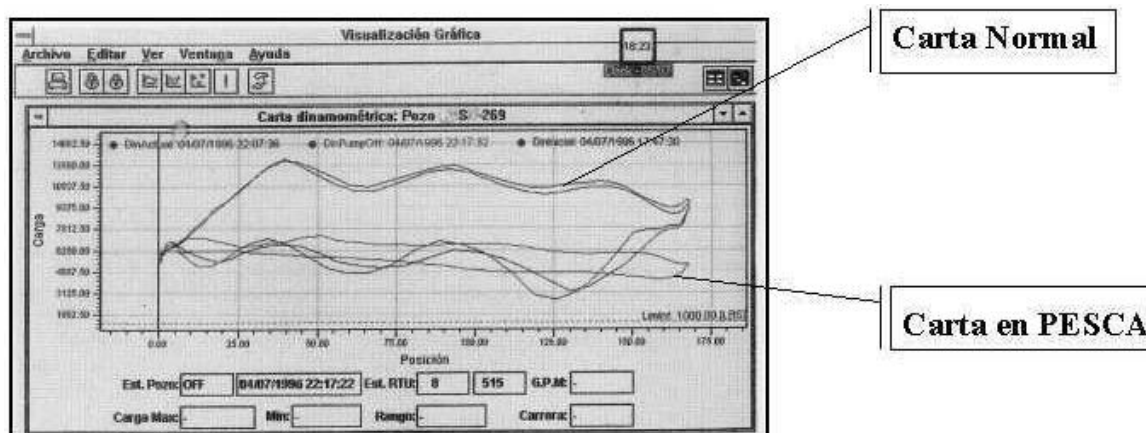


FIG 4

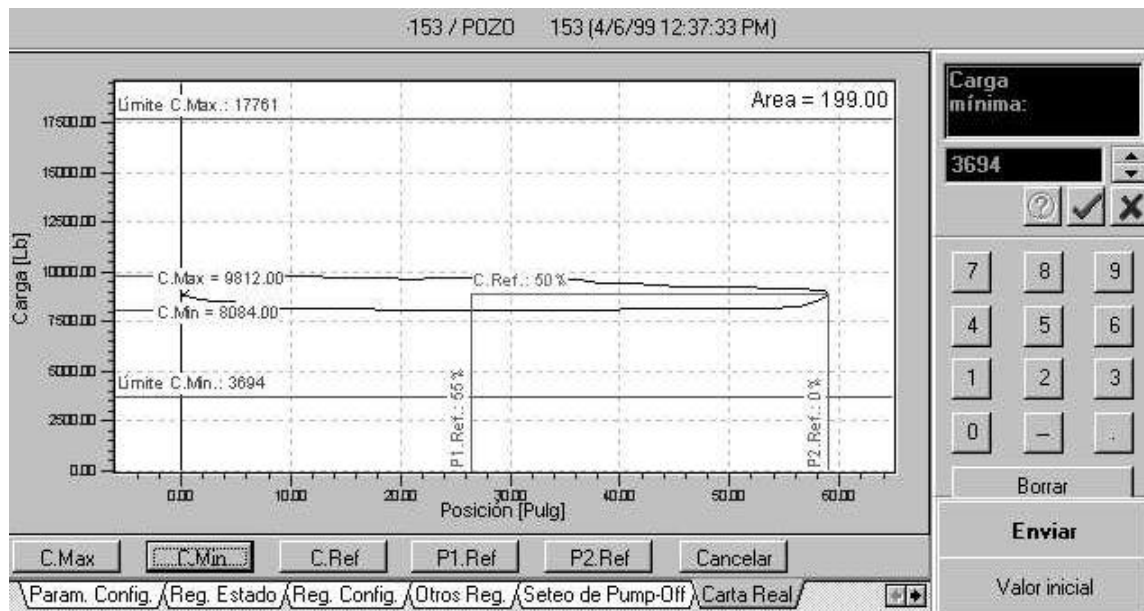


FIG 5

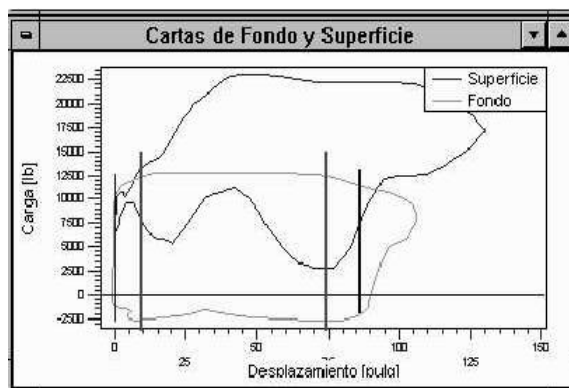


FIG 6-1

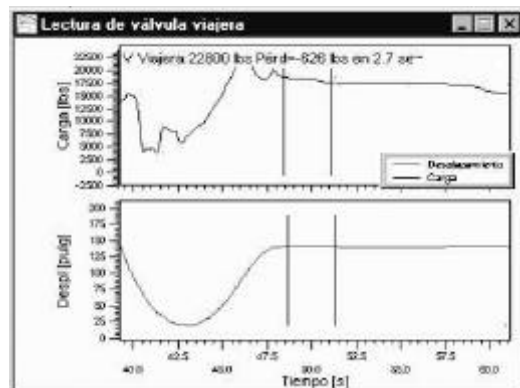


FIG 6-2

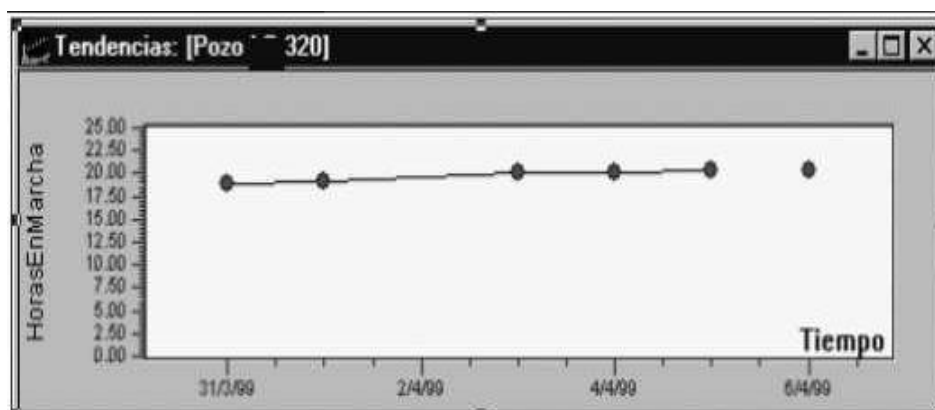


FIG 7

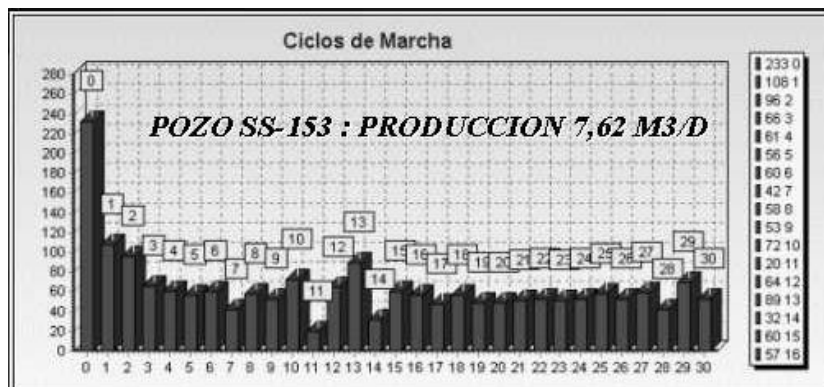


FIG 8



FIG 9



FIG 10

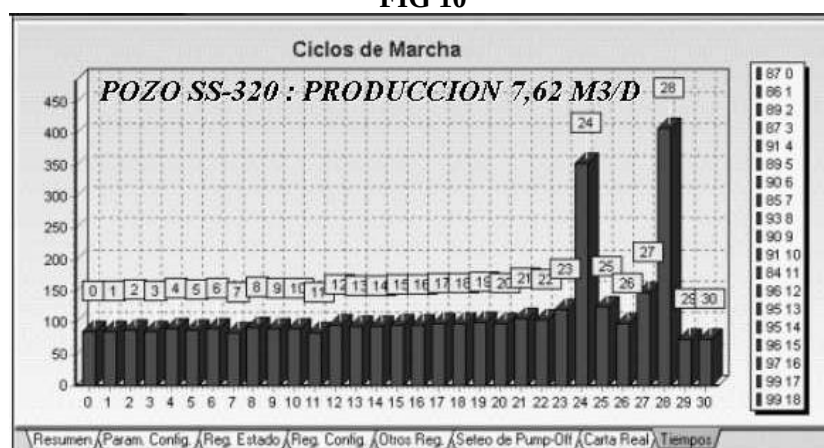


FIG 11

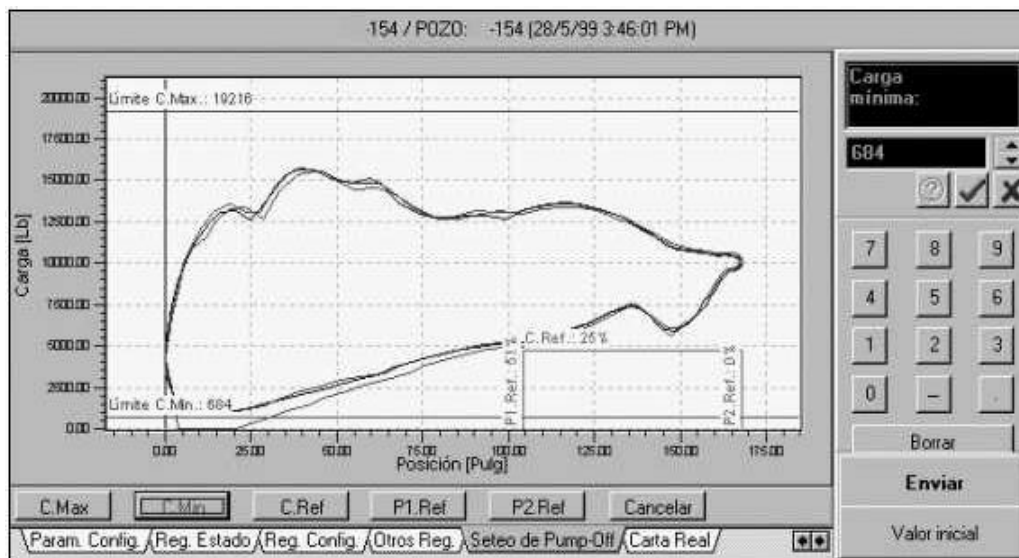


FIG 12

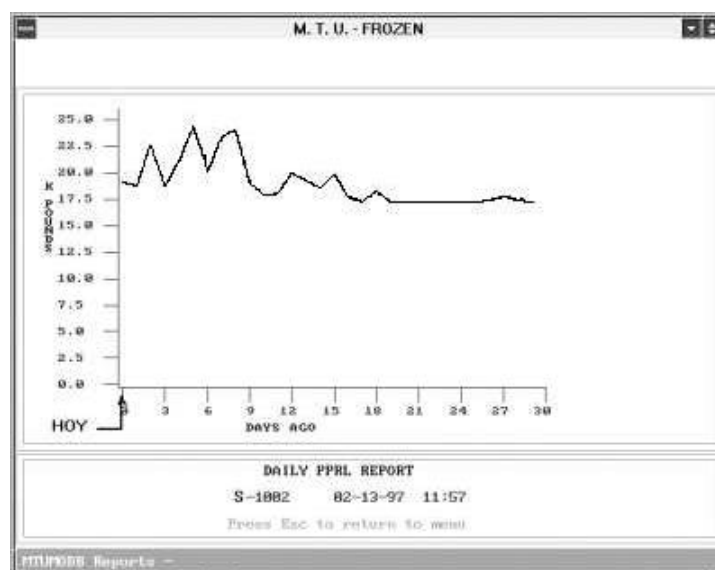


FIG 13

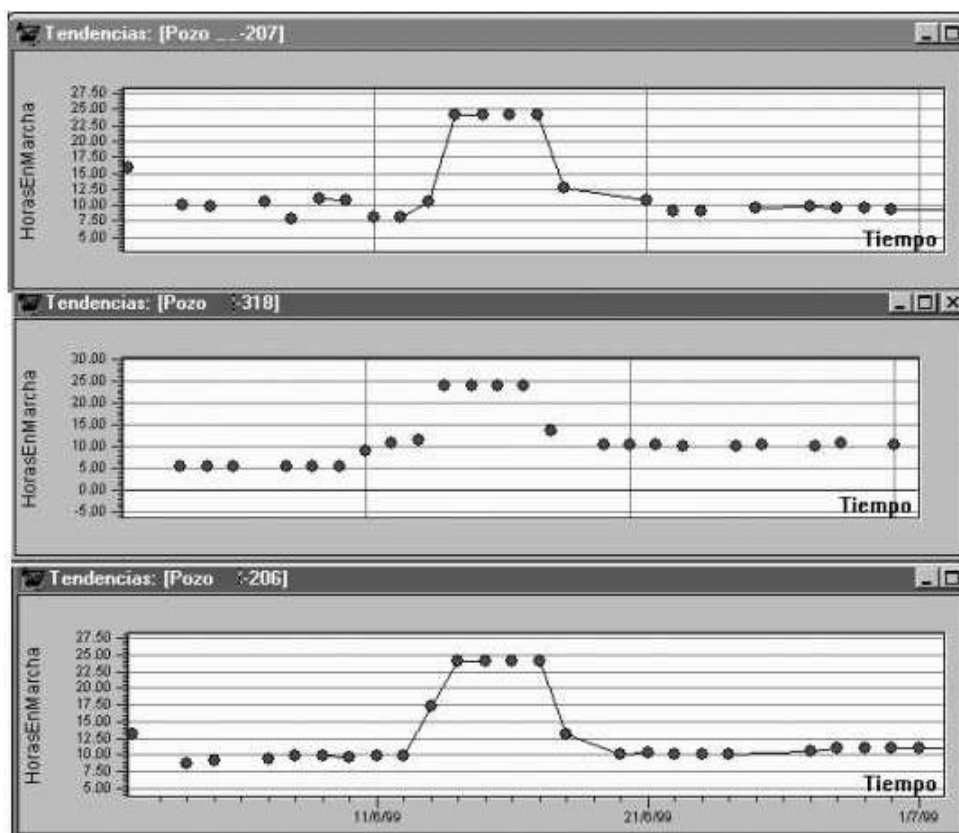


FIG 14

TABLAS

Pozo	Batería	Hs. Marcha Promedio	Tiempo de paro prom./ciclo [min]	Tiempo de marcha/ ciclo [min]	Control Prod. Neto [m3/día]
SS-146	SS-03	17.7	30	97	1.80
SS-153	SS-03	14.3	42	60	7.62
SS-154	SS-03	24.0			1.84
SS-161	SS-03	24.0			1.92
SS-162	SS-03	24.0			2.76
SS-163	SS-03	14.1	30	60	8.20
SS-164	SS-03	16.5	35	80	10.50
SS-189	SS-03	24.0			2.46
SS-197	SS-03	24.0			3.00
SS-198	SS-03	24.0			3.80
SS-199	SS-03	7.3	66	30	1.48
SS-200	SS-03	7.0	55*9 ciclos	11+20	3.50
SS-282	SS-03	4.4	120	30	1.92
SS-288	SS-03	24.0			1.92
SS-300	SS-03	9.3	25	15	1.76
SS-322	SS-03	16.2	15	35	3.60
SS-374	SS-03	24.0			4.92
SS-155	SS-05	5.0	60	15	7.70
SS-156	SS-05	14.4	18	22	2.38
SS-158	SS-05	24.0			3.20
SS-159	SS-05	24.0			3.40
SS-160	SS-05	17.3	27*5 ciclos	5+70	0.75
SS-205	SS-05	24.0			10.20
SS-206	SS-05	24.0			3.00
SS-207	SS-05	14.6	19*4 ciclos	11+160	2.80
SS-318	SS-05	24.0			3.24
SS-320	SS-05	16.7	30	82	1.56
14	Pozos con menos de 24 horas de marcha				

TABLA N°1

Pozo	Batería	Ahorro Energía
SS-146	SS-03	26.3%
SS-153	SS-03	40.4%
SS-163	SS-03	41.3%
SS-164	SS-03	31.3%
SS-199	SS-03	69.6%
SS-200	SS-03	70.8%
SS-282	SS-03	81.7%
SS-300	SS-03	61.3%
SS-322	SS-03	32.5%
SS-155	SS-05	79.2%
SS-156	SS-05	40.0%
SS-160	SS-05	27.9%
SS-207	SS-05	39.2%
SS-320	SS-05	30.4%
Promedio		48.0%

TABLA N°2

Obs.: Costo del KWH : 0.04 \$

CONSUMOS										
CON PUMP OFF										
POZO	FECHA	MEDICION				POTENCIA	ENERGIA			
		Energía		Tiempo Hs	Constante medidor	Promedio Kw	Consumo KwH/Día	Costo \$/Día		
		KwH(final)	KwH(inicial)							
SS 1149	24-27/02/97	146,67	5,32	24,02	4,55	26,75	642,08	25,68		
SS 448	26-29/05/97	150,94	1,00	48,31	4,55	14,12	338,91	13,56		

SIN PUMP OFF										
POZO	FECHA	MEDICION				POTENCIA	ENERGIA		AHORRO Por Pump Off	
		Energía		Tiempo Hs	Constante medidor	Promedio Kw	Consumo KwH/Día	Costo \$/Día	\$/d	\$/AÑO
		KwH(final)	KwH(inicial)							
SS 1149	24-27/02/97	622,64	446,81	24,02	4,55	33,28	798,67	31,95	6,26	2286
SS 448	26-29/05/97	138,35	2,86	30,00	4,55	20,55	493,17	19,73	6,17	2252

TABLA N°3

		Costo/ pozo	Pozos clase A	Visita /mes Pozos "A"	Costo/me s "A"	Pozos clase B	Costo/mes "B" (2 visita/m)	Pozos clase C	Costo/mes "C" (1 visita/m)	Total Mant. Mensual	Total Pozos
	Antes del P. Off	\$ 71	11	4	\$ 3124.00	8	1136.00	10	710.00	4970.00	29
Pozos Con P.Off	Pozos que paran	\$71	5	1	\$ 355.00	4	284.00	6	426.00	1065.00	15
	Pozos Continuos	\$71	6	4	1704.00	4	568.00	4	284.00	2556.00	14
	Ahorro				1065.00		284.00		0.00	1349.00	
										27%	

TABLA N°4