

**“ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACION DE LOS COSTOS
OPERATIVOS EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE LA GERENCIA
CATATUMBO ORINOQUIA”**

JAIME ENRIQUE MEDINA LEÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**“ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACION DE LOS COSTOS
OPERATIVOS EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE LA GERENCIA
CATATUMBO ORINOQUIA”**

JAIME ENRIQUE MEDINA LEÓN

**Trabajo de grado para optar al Título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director:

**JUAN CARLOS CHAMORRO GALVIS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A mi madre Mercedes y a mi padre Luis Alberto por haberme dado la vida y por su apoyo incondicional.

A la memoria de mi hermano Wilson.

A todas aquellas personas que luchan cada día por brindarnos un mundo mejor.

A mis esfuerzo, sacrificio y responsabilidad.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado la oportunidad de creer en El y guiar cada uno de mis pasos.

A mi esposa Cecilia Inés por darme el soporte afectivo y alentar cada uno de mis días.

A mi familia por comprender y apoyar mis sueños.

A los funcionarios de la Gerencia Catatumbo Orinoquía por sus grandes aportes en la búsqueda de una optimización operativa que sirvieron como base para el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	13
OBJETIVOS	14
OBJETIVO GENERAL	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO.....	15
1.1 GERENCIA CATATUMBO ORINOQUÍA.....	15
2. FACILIDADES EXISTENTES	17
2.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO DEL CAMPO.....	17
2.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO	17
2.3 ÁREA DE BOMBEO DE CRUDO.....	23
2.4 ÁREA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	24
3. METODO DE LEVANTAMIENTO	26
3.1 GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO	26
3.2 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO	27
3.3 BOMBA DE SUBSUELO.....	32
3.4 SARTA DE VARILLAS.....	35
4. CONCEPTOS BASICOS	13
4.1 CONCEPTO DE COSTOS 1.....	13
4.2 ELEMENTOS DE COSTOS 2.....	13
4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS COSTOS 3.....	13
4.4 DIAGRAMA DE PARETO 4	41
4.5 OPTIMIZACIÓN.....	43
5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	46
6. METODOLOGIA.....	47
7. DISCRIMINACION DE LOS COSTOS OPERATIVOS DEL CAMPO POR TIPO DE CONCEPTO	48
8. ANALISIS DE LAS ACTIVIDADES DE MAYOR IMPACTO EN LOS COSTOS OPERACIONALES DEL CAMPO	55
8.1 MANTENIMIENTO INTEGRAL	55

8.2. SERVICIOS DE OPERACIÓN DE EQUIPOS DE REACONDICIONAMIENTO Y LIMPIEZA Y VARILLEO.....	63
CONCLUSIONES.....	65
RECOMENDACIONES.....	68
BIBLIOGRAFIA.....	70
ANEXOS.....	71

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. VARILLAS CLASE API.....	31
TABLA 2. DISCRIMINACIÓN DE LOS COSTOS.....	48
TABLA 3. DISCRIMINACIÓN DE LOS SERVICIOS DE TERCEROS.....	49
TABLA 4. DISCRIMINACIÓN DE LOS SERVICIOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIONES.....	51
TABLA 5. DISCRIMINACIÓN DE LOS SERVICIOS PARA POZOS.....	52
TABLA 6. IMPACTO DE ACTIVIDADES EN EL COSTO TOTAL DEL CAMPO...53	
TABLA 7. LISTA DE POZOS CON MAYOR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO.....	58
TABLA 8. DISTRIBUCIÓN DEL TIPO DE MANTENIMIENTO EN EL ÁREA ELÉCTRICA.....	59
TABLA 9. DISTRIBUCIÓN DE COSTOS EN EL MANTENIMIENTO CORRECTIVO DEL ÁREA ELÉCTRICA.....	60
TABLA 10. COMPOSICIÓN DE LOS TRABAJOS EN EL ÁREA ELÉCTRICA POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	60
TABLA 11. LISTA DE POZOS CON MAYOR FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO EN LOS TABLEROS DE CONTROL.....	62

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPOS DE LA GERENCIA CATATUMBO ORINOQUÍA.....	15
FIGURA 2. SERPENTÍN Ó MANIFOLD.....	18
FIGURA 3. ÁREA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	19
FIGURA 4. ÁREA DE SEPARACIÓN.....	20
FIGURA 5. SEPARADOR DE AGUA LIBRE.....	21
FIGURA 6. TRATADORES TÉRMICOS.....	22
FIGURA 7. TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y DE LAVADO.....	23
FIGURA 8. BOMBA DE TRASIEGO A LA ESTACIÓN PRINCIPAL DE BOMBEO.....	24
FIGURA 9. SEPARADOR API.....	25
FIGURA 10. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	26
FIGURA 11. UNIDAD TIPO CONVENCIONAL.....	27
FIGURA 12. UNIDAD TIPO MARK II.....	29
FIGURA 13. UNIDAD TIPO BALANCEADA POR AIRE.....	31
FIGURA 14. BOMBA DE SUBSUELO.....	33
FIGURA 15. TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO.....	35
FIGURA 16. VARILLAS TIPO API.....	36

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. COSTOS DEL MANTENIMIENTO OBTENIDO DE LA HERRAMIENTA ELLIPSE.....	71
ANEXO B. POZOS INTERVENIDOS Y RECUPERACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	71
ANEXO C. RESULTADOS ELIMINACION EQUIPO CUARTA CUADRILLA EQUIPOS DE WELL SERVICES.....	71

RESUMEN ESPAÑOL

TITULO: “ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACION DE LOS COSTOS OPERATIVOS EN UN CAMPO DE PRODUCCION DE LA GERENCIA CATATUMBO ORINOQUIA”

AUTOR: JAIME ENRIQUE MEDINA LEON

PALABRAS CLAVES: Pareto, Optimización, costos operativos, mantenimiento.

CONTENIDO:

La optimización de los costos es muy importante en cualquier tipo de negocio y en la situación en la que se encuentran los campos maduros en nuestro país, en donde los niveles de producción de crudo son bajos y los costos operativos altos, se debe identificar aquellas actividades de mayor impacto con el fin de analizar e implementar alternativas que permitan optimizar dichos costos.

Para esto, se requiere contar con el detalle de la ejecución del presupuesto por tipo de actividad para poder generar un diagrama de pareto en donde se pueda visualizar e identificar las actividades más importantes en los costos operativos.

Hoy en día es muy común obtener los servicios de mantenimiento de manera tercerizada pero es muy importante realizar un análisis de la estrategia implementada y explorar alternativas que permitan optimizar los costos operativos, pues estas actividades son las de mayor impacto y merecen ser revisadas con gran detalle.

Una infraestructura sobredimensionada, deteriorada y mantenida de forma correctiva, produce altos costos de mantenimiento y se debe evaluar qué es lo más conveniente desde el punto de vista económico entre reparar ó cambiar. De igual forma, la implementación del mantenimiento preventivo, predictivo y basado en condición permiten optimizar los costos operativos y sacarle el mejor provecho a los equipos.

En cuanto al servicio de operación de los equipos utilizados para el mantenimiento de los equipos de subsuelo es muy importante replantear la estrategia de contratación para no caer en el error de pagar un servicio sin obtener beneficios, pues al final la sola disponibilidad del personal ocasiona altos costos.

Por último, es de vital importancia culturizar al personal operativo en la optimización de los costos y encontrar la causa raíz de los daños para analizar alternativas que permitan mejorar la eficiencia de los equipos y reducir costos.

*Monografía

*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director Ing. Juan Carlos Chamorro Galvis

ENGLISH SUMMARY

TITLE: "ANALYSIS OF ALTERNATIVES FOR OPTIMIZATION OF OPERATIONAL COSTOS IN A PRODUCTION FIELD OF GERENCIA CATATUMBO ORINOQUIA"

AUTHOR: JAIME ENRIQUE MEDINA LEON

KEYS WORDS: Pareto, Optimization, Operational costs, Maintenance.

CONTENT:

The optimization of costs is very important in any type of bussines and the situation of the mature fields in our country which the production level is low and operational costs are high obligate to identify the activities of greatest impact in order to analyze and implement alternatives for optimization of costs .

The detail of execution of budget for type of activity is necessary for generate a pareto diagram and indentify those activities more important in the operational costs.

Actually, is very common obtain the services outsourcing but is very important analyze the strategy used and explore new alternatives for optimizing the operational costs because these activities are greatest impact and they must be revised at the detail.

The infrastructure oversized, deteriorated with corrective maintenance produce high costs of maintenance and it's better to evaluate if is more convenient to repair or change. Likewise, the implementation of preventive, predicitive and condition based maintenance permit optimizing the operating costs and obtain a major benefit of the equipment.

With respect to the service of operating of equipment used for maintenance of subsurface equipment is very important to reconsider the strategy of outsourcing to avoid paying without to obtain majors benefits. It's good to take account that the disponibility of personal is cause of highest costs.

Finally, it's very important culturizing to the operational personal in the optimization of the costs and c efficiency and reducing costs.

*Monograpgh

*Faculty Physicochemical Engineering. Specialization in Management Hydrocarbons. Director Eng. Juan Carlos Chamorro Galvis.

INTRODUCCION

Los campos de producción de la Gerencia Catatumbo Orinoquía, cuentan con más de 70 años de producción, poseen una infraestructura sobredimensionada y deteriorada la cual demanda altos costos operativos para su funcionamiento.

El Campo en evaluación presenta bajos niveles de producción y altos costos operativos que requiere de un análisis profundo con el fin de mejorar la rentabilidad del negocio.

Este trabajo tiene como alcance la identificación de las actividades que impactan en mayor grado los costos de operación con el fin de analizar algunas alternativas que permitan optimizar estos costos.

Por tratarse de información confidencial, todos los datos que se manejaron en este trabajo tienen carácter académico y en ningún caso compromete a la Gerencia Catatumbo Orinoquía ni obliga a la misma a implementar las recomendaciones de esta monografía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer y analizar alternativas que permitan optimizar los costos operativos en un Campo de producción de crudo de la Gerencia Catatumbo Orinoquía.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Clasificar las actividades que se desarrollan en la operación del campo a evaluar, con el fin de identificar las que tienen mayor impacto en el costo de operación, utilizando el diagrama de Pareto.
- Realizar un análisis de las actividades de mayor impacto en el costo con el fin de identificar oportunidades y estrategias que permitan optimizar estos costos.
- Generar recomendaciones para optimizar los costos de operación.

1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO

1.1 GERENCIA CATATUMBO ORINOQUÍA

Fue creada con la reestructuración de Ecopetrol en el año 2008. En esta Gerencia se administran los Activos de la Operación Directa y Asociada ubicados en los Departamentos de Norte de Santander, Arauca y Casanare.

Figura 1. Ubicación geográfica campos de la Gerencia Catatumbo Orinoquía.



Fuente. Presentación de activos de la Gerencia Catatumbo Orinoquia-2011.

El área de influencia de la Operación Directa de la Gerencia Catatumbo Orinoquía abarca el campo Tibú, Río Zulia, Petrólea y Sardinata en la región del Catatumbo.

La Operación Asociada administra los contratos de asociación en los campos ubicados en los departamentos de Arauca y Casanare.

El campo a evaluar inició producción en 1944. Alcanzó su pico de producción en 1955 con 23 mil barriles de petróleo por día.

Este campo inició la inyección de agua en 1960. Alcanzó su pico máximo de inyección en 1964 con 100 mil barriles de agua inyectada por día.

El campo cuenta actualmente con 155 pozos activos entre productores de petróleo e inyectores de agua. Los crudos producidos son considerados livianos, entre 32 y 50 grados API.

2. FACILIDADES EXISTENTES

2.1 SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE CRUDO DEL CAMPO

El sistema de recolección de crudo del campo, consta de líneas aéreas de 3" y 4" instaladas sobre marco H que conducen los fluidos producidos desde el pozo hasta la estación recolección y tratamiento, en forma individual. Es decir, una línea para cada uno de los 155 pozos que existen en el campo. No existen líneas troncales para recolectar los fluidos de determinado sector.

Existe un sistema recolector de gas a lo largo del campo, el cual está compuesto por líneas de 12", 18" y 24", trampas instaladas a lo largo de su trayecto, con el fin de recolectar los líquidos arrastrados y válvulas de corte que permiten bloquear la entrada de gas de cada sector a la planta de gas de la antigua refinería.

2.2 ESTACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO

En el campo existen 7 estaciones de recolección y tratamiento distribuidas en 3 sectores, Norte, Centro y Sur y en el interior de cada una se encuentran distribuidas las áreas de proceso tales como recolección, inyección de químicos rompedores de emulsión tanto directa como inversa, separación, almacenamiento, bombeo de crudo y área de tratamiento de aguas.

2.2.1 Área de Recolección.

En la estación de tratamiento, existe un serpentín ó manifold con su respectivo medidor de presión, compuesto por válvulas y accesorios al que llegan las líneas de flujo de los pozos productores que por su ubicación geográfica pertenecen a la estación. Los fluidos de los pozos llegan a un punto en el cual pueden ser

mezclados, en la serpentina general, ó conducidos individualmente por pozo en la serpentina de prueba.

Estas serpentinas están conectadas directamente a los separadores de gas ya sea de general ó de prueba.

Figura 2. Serpentin ó Manifold



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 43.

2.2.2 Área de Inyección de Químicos.

En este campo se presenta el tipo de emulsión inversa, en la cual la fase dispersa es el agua. El tratamiento consiste en inyectar un rompedor de emulsión inversa en el manifold de entrada a la estación. Adicionalmente se le aplica un rompedor de emulsión directa a la entrada de los tratadores térmicos (adicionando una etapa mas de separación y funcionan como separadores de agua libre).

Figura 3. Área de inyección de químicos.



Fuente. Manual de operaciones de la batería J-10. GCO-GCO-M-009. Pág. 18.

2.2.3 Área de Separación.

En esta área se lleva a cabo la separación de la fase líquida (agua y crudo emulsionado) de la fase gaseosa.

A esta área llegan los fluidos provenientes de los serpentines de general y prueba a los cuales previamente se le han aplicado rompedor de emulsión inversa para separar el crudo del agua.

Figura 4. Área de separación



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 44.

En el campo existen separadores bifásicos horizontales y verticales que trabajan a una presión promedio de 35 psi, que separan mecánicamente mediante la reducción de la energía cinética, las fases líquidas de la gaseosa y dependiendo de la corriente que manejan se clasifican en separador general que manejan la mezcla de los fluidos de varios pozos y por lo tanto son de mayor capacidad ó de prueba para manejar los fluidos de un pozo específico cuando se requiere realizar una prueba de producción.

Este separador de prueba, cuenta con medidores de presión, medidor de flujo de crudo tipo turbina, un medidor de agua y una platina de orificio en la corriente de gas para su medición. La instrumentación utilizada en estos equipos es operada neumáticamente con el mismo gas separado de la corriente.

2.2.4 Separadores de Agua Libre (FWKO).

Una vez que la corriente líquida emulsionada sale del separador de gas es tratada con un rompedor de emulsión directa e ingresa a los separadores de agua libre, los cuales son recipientes horizontales que permiten la separación, por medio físico, de las tres fases: crudo, agua y gas.

El gas es conducido al sistema de recolección de gas de la estación, el crudo fluye a los tratadores térmicos y el agua sale hacia los tanques de lavado ó WashTank.

Figura 5. Separador de agua libre



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 56.

2.2.5 Tratadores Térmicos.

Este equipo está diseñado para completar la deshidratación del crudo mediante un calentamiento directo por encima de los 130 °F. Con este tratamiento, se aumenta la velocidad de asentamiento facilitando la caída de las gotas de agua.

Los tratadores térmicos del campo, son verticales y su función es mas de separador de agua libre que la de tratador ya que no hay suficiente gas combustible para operarlo. Las corrientes de agua se conectan a los tanques de lavado (WashTank) y el crudo se conduce hacia los tanques de almacenamiento.

Figura 6. Tratadores térmicos



Fuente. Procedimiento para la operación de la batería J-25. SOT-PPT-P-001. Pág. 20.

2.2.6 Tanques de Lavado – WashTank.

Este recipiente está diseñado para recuperar aceite del agua que viene del separador de agua libre, del tratador térmico y del aceite trasegado de los separadores API.

El tanque de lavado es de techo cónico, atornillado y con capacidad para 1000 bls y funciona bajo el sistema tipo sifón en donde se proporciona un tiempo de retención al fluido y permite que se liberen las gotas de aceite dispersas en el agua, formando una capa de aceite que pasa a los tanques de almacenamiento

por diferencia de nivel. El agua despojada para conservar los niveles dentro del tanque, es conducida a unos separadores API

2.2.7 Tanques de Almacenamiento.

La gran mayoría de los tanques de almacenamiento son atornillados, de techo cónico fijo y con capacidad de 1000 bls cada uno.

Figura 7. Tanques de almacenamiento y de lavado



Fuente. Manual de operaciones de la batería M-24. GCO-GCO-M-011. Pág. 15.

2.3 ÁREA DE BOMBEO DE CRUDO

En el Campo existen bombas para el trasiego de crudo desde cada estación de recolección y tratamiento hasta la estación principal de bombeo al oleoducto. Principalmente son utilizadas bombas centrífugas con motor eléctrico de 40 HP

Figura 8. Bomba de trasiego a la estación principal de bombeo



Fuente. Manual de operaciones de la batería M-24. GCO-GCO-M-011. Pág. 16.

2.4 ÁREA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

En esta área se realiza el tratamiento de las aguas residuales que son despachadas de los procesos de separación antes de que se viertan al medio ambiente, con el fin de recuperar cualquier nata de aceite. En ésta área se encuentran los separadores API que recogen las natas de aceite y mediante una bomba se trasiega hacia los tanques de lavado. El agua pasa de los separadores API hacia unas piscinas de aireación y finalmente son conducidas hacia los vertimientos.

Figura 9. Separador API



Fuente. Procedimiento para la operación de la batería J-25. SOT-PPT-P-001. Pág. 10.

3. METODO DE LEVANTAMIENTO

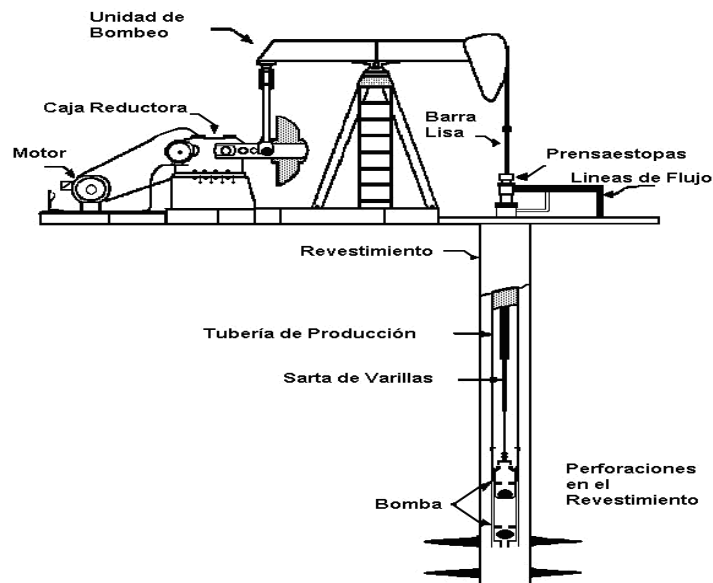
El Campo cuenta con 130 pozos en los cuales se tienen instaladas unidades de bombeo mecánico como sistema de levantamiento.

A continuación se hace una breve descripción del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, tipo de unidades y bombas de subsuelo instaladas en el campo:

3.1 GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO

La función de bombeo mecánico es transmitir fuerza a la bomba de subsuelo con el fin de extraer fluidos del yacimiento (Agua, Aceite) a la superficie. Para esto convierte el movimiento rotacional del motor en un movimiento ascendente y descendente.

Figura 10. Sistema de bombeo mecánico



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 8.

3.2 TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO MECÁNICO

3.2.1 Unidad Convencional

Figura 11. Unidad tipo convencional



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 9.

La unidad convencional es la más antigua y la más usada de las unidades de bombeo tipo balancín siendo la más comúnmente encontrada en todo el campo.

El campo cuenta con 95 unidades tipo convencional 160D.

Las características básicas de esta unidad de bombeo son:

El Balancín actúa como una palanca de brazo doble, manejada en la punta de atrás y la barra lisa operada en la punta del frente (Clase I). Esto es llamado un sistema levantamiento de palanca.

Cuando el balancín está en posición horizontal, el cojinete igualador (punto de apoyo) y el eje de la manivela están aproximadamente a la misma distancia vertical.

Las contrapesas están ubicadas tanto en la punta de atrás del balancín (unidades balanceadas con balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas con manivela).

La unidad puede ser manejada en ambas direcciones (Sentido Horario o sentido anti-horario, CW o CCW.).

Las ventajas de manejar una unidad convencional son:

- Bajos costos de mantenimiento (Las partes de repuesto son fácil de adquirir).
- Bajo costo comparado con otro tipo de unidades.
- Usualmente operan mejor con varillas de fibra de vidrio que las Mark II u otro tipo de unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.
- Pueden bombear más rápido que una Mark u otro tipo de unidades.
- Requiere contrapesas más livianas que las Mark II.

Dentro de sus desventajas encontramos:

- En muchas aplicaciones, no son tan eficientes como un Mark II u otro tipo de unidades.
- Puede necesitar cajas reductoras muy grandes que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

3.2.2 Unidad Tipo Mark II.

Figura 12. Unidad tipo Mark II



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 9.

Las unidades Mark II, sistema de palanca clase III, el principal objetivo cuando fue desarrollado este tipo de unidad fue disminuir el torque y los requerimientos de potencia de las unidades convencionales. Un esquema del arreglo de una geometría de bombeo Mark II es mostrado en la figura 12.

El campo cuenta con 9 unidades Mark II.

Sus características básicas son:

- Utiliza un sistema de palanca de empuje.

El cojinete igualador (punto de apoyo), está localizado sobre el balancín muy cerca de la cabeza de caballo; ésta única característica de las unidades Mark II mejora el comportamiento mucho más que las otras geometrías (Convencional y balanceada por aire).

La rotación de las contrapesas están ubicadas sobre un brazo separador de contrabalanceo que está directamente opuesto al brazo de la manivela y forma un ángulo (generalmente de 24°). Esta es la única característica que asegura mayor uniformidad neta en la variación del torque a través de un ciclo completo de bombeo.

Esta es una unidad de bombeo unidireccional y siempre debe ser manejada a en una dirección específica.

Las ventajas de esta unidad tipo Mark II son:

- En muchos casos maneja bajos torques (con varillas de acero) comparado con unidades convencionales.
- Puede costar menos (-5% hasta -10%) comparado luego con tamaños convencionales.
- En muchos casos es más eficiente que las unidades convencionales.

Sus desventajas radican en:

- En muchas aplicaciones, la bomba no puede operar tan rápido como en las unidades convencionales, debido a su acelerado recorrido descendente (puede causar problemas de pandeo).
- Puede rotar únicamente en contra del sentido de las manecillas del reloj.
- Puede causar más daño a las varillas y la bomba en caso de golpe de fluido.
- Puede someter la parte baja de la sarta en severa compresión lo que puede ocasionar fallas por pandeo.
- Puede tener altos torques comparados con unidades convencionales cuando se tiene una sarta de varillas de fibra de vidrio. También pueden someter las varillas de este tipo en compresión.

3.2.3 Unidad Tipo Balanceada por Aire.

Figura 13. Unidad tipo Balanceada por Aire



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 10.

La unidad balanceada por aire fue desarrollada en 1.920, a partir de una unidad convencional ubicando el Cabeza de Caballo sobre la parte movable del vástago viajero.

En el campo se encuentran instaladas 26 unidades balanceadas por aire.

La figura 13, muestra un esquema básico de una unidad balanceada por aire y las principales características de esta geometría son:

El balancín de trabajo es una palanca de brazo sencillo (Sistema clase III), ya que la cabeza de caballo y el brazo (Pitman) están sobre el mismo lado del balancín.

El contrabalanceo está asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido dentro de un cilindro, que actúa como un pistón conectado al balancín.

Las ventajas principales de manejar este tipo de unidad son:

- Es más compacta y de fácil balance comparado con otro tipo de unidades.
- Los costos de transporte son muy bajos respecto a otro tipo de unidad (debido a su bajo peso).
- Disponible en tamaños más grandes con respecto a otras unidades.
- Pueden rotar CW o CCW.

Sus desventajas consisten en:

- Es más compleja y requiere mayor mantenimiento (aire comprimido, cilindro de aire, etc.).
- La condensación de agua en el cilindro de aire puede causar problemas.
- La caja reductora puede averiarse si el cilindro de aire pierde presión.

3.3 BOMBA DE SUBSUELO

Es uno de los componentes básicos del sistema por Bombeo Mecánico. La conforman: un barril, pistón (que se mueve verticalmente en el interior del barril), la válvula fija y la válvula viajera. El tamaño del pistón de la bomba determina la rata de producción, la carga en las varillas y de los componentes del sistema.

Hay tres tipos de bombas básicamente que se resumen a continuación y observados en la figura 15:

3.3.1 Bomba de Tubería: (TH – TP).

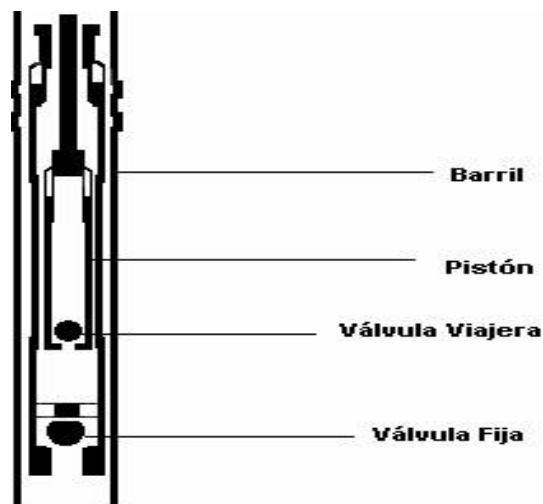
Este tipo de bomba es principalmente utilizada para grandes tasas de producción y pozos someros. Va conectada a la tubería de producción como una parte integral de la sarta, puede tener firme o removible la válvula viajera; el barril es $\frac{1}{4}$

de pulgada más pequeño que le diámetro interno de la tubería para permitir suficiente espacio libre para el desplazamiento del pistón hasta el punto más bajo en la tubería.

Se utiliza para desplazar grandes volúmenes de líquido, en pozos poco profundos, para crudos pesados y bajos niveles de fluido.

No se utilizan debido a su alto costo de servicio ya que en caso de daño se debe extraer en conjunto con la tubería de producción; no son una buena alternativa para pozos con interferencia de gas.

Figura 14. Bomba de subsuelo



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 20.

3.3.2 Bomba Tipo Varilla.

Su ensamble incluye; el barril, válvulas y asientos, ésta bomba se corre con la sarta de varillas.

Hay varias clases de este tipo de bomba que van de acuerdo a las condiciones del pozo, tales como la rata de producción y profundidad:

- Barril estacionario con anclaje en el fondo (RHB – RWB – RSB)
- Barril viajero con anclaje en el fondo (RHT – RWT – RST)
- Barril estacionario con anclaje en el tope (RHA – RWA – RSA)

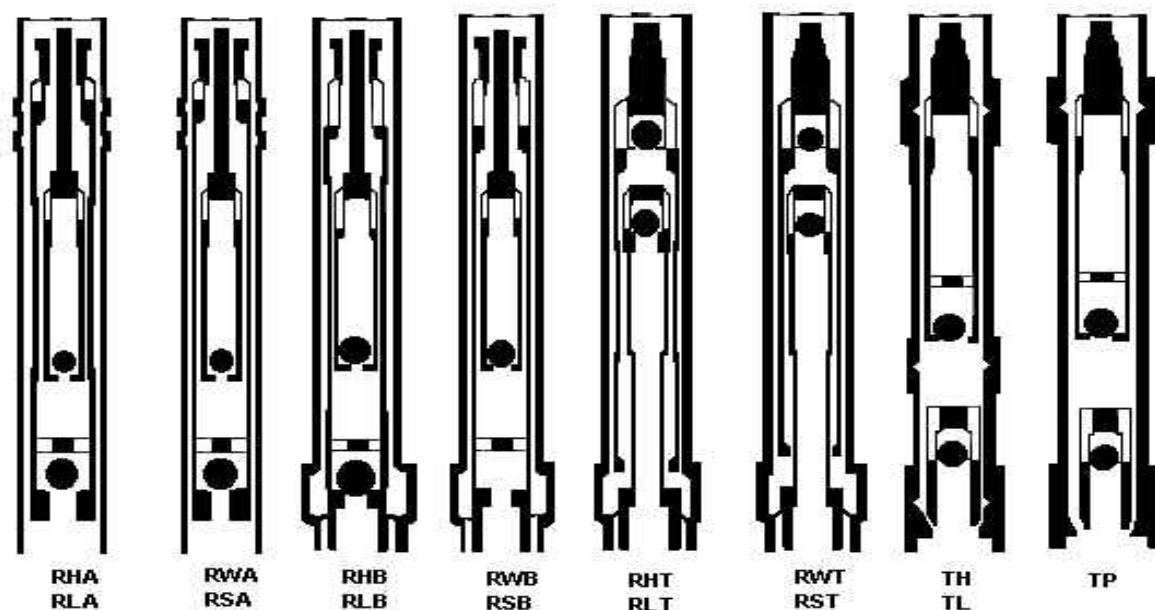
De acuerdo al tipo de anclaje de la bomba y tipo de barril, estas bombas se convierten muy eficientes para:

- Barril estacionario anclado en el fondo: Utilizada en pozos con bajos niveles de fluido, con presencia de gas y recomendada para pozos profundos.
- Barril viajero anclado en el fondo: Utilizada en pozos con producción de arena, aquellos que poseen controladores de bomba vacía y en los que frecuentemente tienen fallas continuas en el barril; este tipo de bomba es eficiente cuando se presentan ambientes corrosivos.
- Barril estacionario anclado en el tope de la bomba: Utilizada en pozos con problemas de arena, bajos niveles de fluido y presencia de gas.

Generalmente no se utilizan en ciertos pozos de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Barril estacionario anclado en el fondo: En pozos con presencia de arena o los que tienen controladores de bomba vacía y ambientes corrosivos.
- Barril viajero anclado en el fondo: En pozos profundos y bajos niveles de fluido.
- Barril estacionario anclado en el tope: En pozos que presentan golpe de fluido.

Figura 15. Tipos de bombas de subsuelo



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones
Tibú, 2008. Pág. 21.

3.4 SARTA DE VARILLAS

Es la parte más importante de un Sistema de Bombeo Mecánico, ya que provee un enlace entre la unidad de superficie y la bomba de subsuelo. El comportamiento de esta parte del sistema puede ser fundamental sobre la eficiencia de levantamiento del fluido y eventualmente sus fallas conducen a una pérdida en la producción total del pozo.

Por lo tanto un diseño apropiado de una sarta de varillas no sólo asegura las buenas condiciones de operación, sino que puede reducir considerablemente los costos de producción total de un pozo.

Las especificaciones de fabricación para sarta de varillas, incluyen el Ponyrod, la Barra Pulida, los acoples y los sub-acoples, que están estandarizados por el API (especificación API IIB, 1.982) ver figura 16.

La sarta de varillas es usualmente fabricada de 25 pies o 30 pies de longitud por varilla. Los seis diámetros de varilla estándar son: $\frac{1}{2}$, $\frac{5}{8}$, $\frac{3}{4}$, $\frac{7}{8}$, 1 y 1 $\frac{1}{8}$ de pulgadas.

Las varillas son normalmente fabricadas de Acero con una composición en hierro que sobrepasa el 90%. Otros elementos son agregados al acero para adicionarle mayor dureza, reducir la oxidación y contrarrestar la corrosión.

La sarta de varillas es usualmente considerada el enlace débil en el sistema de bombeo debido a las siguientes limitaciones:

- Restricción de tamaño.
- Ambientes desfavorables.
- Limitaciones en la resistencia.

Figura 16. Varillas Tipo API



Fuente. Manual general de Operación y mantenimiento de campos petroleros, Departamento de Operaciones Tibú, 2008. Pág. 34.

Las cargas durante el ciclo de bombeo son siempre debido a la tensión y son causadas por el peso de las varillas sobre la carrera descendente y por el peso de las varillas, más la carga de fluido sobre la carrera ascendente.

Las posibles cargas sobre la varilla durante un ciclo de bombeo a cualquier profundidad en la sarta de varillas, se puede clasificar dentro de los siguientes grupos:

Peso de las Varillas: Esta fuerza está distribuida a lo largo de la sarta. En cualquier sección, es igual al peso de las varillas debajo de la sección dada. Es positivo tanto para la carrera ascendente como para la descendente.

Aquí y en los siguientes grupos, la carga se dice debe ser positiva, si es directamente hacia abajo.

Fuerza de Flotación: Esta fuerza siempre se opone al peso de las varillas y es igual al el levantamiento hidráulico causado por la inmersión de las varillas dentro del líquido producido.

Carga de Fluido: Esta fuerza se concentra, actuando a fondo de la sarta únicamente durante la carrera ascendente y es igual a la fuerza resultante de la presión neta hidrostática y el fluido levantado, actuando sobre el área del pistón de la bomba y siempre es positiva.

Carga Dinámica: Resulta de los cambios de aceleración, durante el ciclo de bombeo, de la masa en movimiento (varillas y columna de fluido).

La magnitud y dirección de esas fuerzas son constantemente cambiantes durante el recorrido de la bomba, pero generalmente las cargas dinámicas resultan en una carga neta positiva para el recorrido ascendente y una carga negativa para el recorrido descendente.

Fuerzas de *Fricción*: Esas fuerzas son de dos tipos: Fricción con el fluido y Fricción Mecánica.

Los fluidos son movidos con las varillas durante la carrera ascendente y contra las varillas durante la carrera descendente.

La fuerza de fricción mecánica se opone al movimiento de las varillas y es una fuerza positiva durante el recorrido ascendente y negativa durante el recorrido descendente.

3.4.1 Varillas API.

Hay tres clases de varillas, que están estandarizadas según el API 11B, esta clasificación se puede observar en la tabla 1.

Tabla 1. Varillas Clase API

CLASE API			
PROPIEDADES	C	D	K
Máxima resistencia a la tensión, psi	90000	115000	85000
Dureza, Brinell	185 - 235	235 - 285	175 – 235
Metalurgia	AISI 1036 (Carbono)	(Carbono o Aleación)	AISI 46 xx (Aleación)

Fuente. Manual Nabla Corporation.

En el campo evaluado, se utilizan varillas tipo D.

4. CONCEPTOS BASICOS

4.1 CONCEPTO DE COSTOS ¹

Son los recursos sacrificados o perdidos para alcanzar un objetivo específico. Según la perspectiva financiera, Costo, es “toda erogación o desembolso de dinero (o su equivalente) para obtener algún bien o servicio”. “Los costos representan erogaciones y cargos asociados clara y directamente con la adquisición o la producción de los bienes o la prestación de los servicios, de los cuales un ente económico obtuvo sus ingresos.

4.2 ELEMENTOS DE COSTOS ²

Para la fabricación de un producto o la prestación de un servicio, se requiere de 3 elementos:

- **Materiales o Suministros:** son todos los insumos que se pueden identificar plenamente dentro de la cadena de producción de un bien o servicio.
- **Mano de Obra:** Es el trabajo humano, por el cual la empresa paga una remuneración al trabajador.

¹ HONGREN, Charles T., y FOSTER, George, Contabilidad de Costos, un enfoque gerencial. Prentice mayo 1992, pág. 23

² HARGADON, Bernard., MÚNERA. J., y CARDENAS. Armando. Contabilidad de Costos. Desarrollo gerencial. Colombia: Norma 1993.

- **Costos Generales:** Conformados por el conjunto de gastos (Servicios públicos, arrendamientos, seguros, transportes, etc.) y de materiales o insumos y mano de obra que no pueden identificarse claramente con la unidad, producto ó servicio.

4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS COSTOS ³

Los costos son necesarios para prestar un servicio, además proporcionan la información necesaria para controlar y planear las actividades de una empresa y tomar decisiones.

4.3.1 De acuerdo con la actividad del negocio de la organización:

- **Costos de Producción:** Propios de las empresas industriales.
- **Costos de Mercadeo:** Propios de las empresas comercializadoras.
- **Costos de Servicios:** “Cuya finalidad es calcular el precio de generación y entrega de un servicio especializado o genérico, se incluyen los costos administrativos y financieros relacionados”

4.3.2 De acuerdo la identidad con el producto o servicio:

- **Costo Directo:** Es la sumatoria de los elementos del costo que pueden ser atribuidos directamente al bien o servicio.
- **Costo Indirecto:** Es el costo de aquellos elementos que no pueden ser identificados clara o directamente a un producto o servicio, pero que se requieren para desarrollar adecuadamente las actividades de producción.
- **Costo Propio:** Es la sumatoria de los costos directos e indirectos asignados a un centro de costos o un producto determinado.

³ GÓMEZ BRAVO, Oscar. y ZAPATA SANCHEZ, Oscar. Op. Cit. p. 15.

4.3.3De acuerdo con su variabilidad:

- Costo Fijo: Son aquellos que permanecen constantes durante un periodo contable de la empresa.
- Costo Variable: Son los que varían proporcionalmente con el volumen de producción o de servicios prestados.
- Costos Semifijos o SemivARIABLES: Son aquellos costos que tienen elementos fijos y variables a la vez.

4.3.4De acuerdo con el momento en que se determinan los costos:

- Costos Históricos: El costo indica lo que realmente costó el servicio.
- Costos Predeterminados: Son costos que se determinan con anterioridad o durante el período de costos.

4.4 DIAGRAMA DE PARETO

El diagrama de Pareto, también llamado curva 80-20 o Distribución A-B-C, es una gráfica para organizar datos de forma que estos queden en orden descendente, de izquierda a derecha y separados por barras. Permite, pues, asignar un orden de prioridades.

El diagrama facilita el estudio comparativo de numerosos procesos dentro de las industrias o empresas comerciales, así como fenómenos sociales o naturales, como se puede ver en el ejemplo de la gráfica al principio del artículo.

Mediante el Diagrama de Pareto se pueden detectar los problemas que tienen más relevancia mediante la aplicación del principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales) que dice que hay muchos problemas sin importancia frente a solo unos graves. Ya que por lo general, el 80% de los resultados totales se originan en el 20% de los elementos.

La minoría vital aparece a la izquierda de la grafica y la mayoría útil a la derecha. Hay veces que es necesario combinar elementos de la mayoría útil en una sola clasificación denominada otros, la cual siempre deberá ser colocada en el extremo derecho. La escala vertical es para el costo en unidades monetarias, frecuencia o porcentaje.

La gráfica es muy útil al permitir identificar visualmente en una sola revisión tales minorías de características vitales a las que es importante prestar atención y de esta manera utilizar todos los recursos necesarios para llevar a cabo una acción correctiva sin malgastar esfuerzos.

El diagrama de Pareto se utiliza:

- Al identificar un producto o servicio para el análisis de mejorar la calidad.
- Cuando existe la necesidad de llamar la atención a los problema o causas de una forma sistemática.
- Al identificar oportunidades para mejorar
- Al analizar las diferentes agrupaciones de datos (ejemplo: por producto, por segmento, del mercado, área geográfica, etc.)
- Al buscar las causas principales de los problemas y establecer la prioridad de las soluciones

- Al evaluar los resultados de los cambios efectuados a un proceso (antes y después)
- Cuando los datos puedan clasificarse en categorías
- Cuando el rango de cada categoría es importante

Pareto es una herramienta de análisis de datos ampliamente utilizada y es por lo tanto útil en la determinación de la causa principal durante un esfuerzo de resolución de problemas.

Este permite ver cuáles son los problemas más grandes, permitiéndoles a los grupos establecer prioridades.

4.5 OPTIMIZACIÓN

Partiendo de la definición de la economía, la cual se basa en la óptima utilización de recursos limitados para usos múltiples e ilimitados, la optimización es una de las herramientas torales de esta ciencia, así como una de las labores más simples de la naturaleza.

Bien se dice que la naturaleza es la mejor optimización de recursos que puede existir; la forma de las burbujas, la forma de las plantas, la interacción de los sistemas que forman la biosfera, todas suponen ser formas de optimización de gran nivel.

En cuanto a las personas, la optimización empezó a ser de vital importancia con las guerras, en especial la primera y segunda guerra mundial en donde se vio la necesidad de ahorrar en ciertos rubros para utilizar esos recursos en la guerra, como lo es el petróleo y no fue hasta la segunda guerra mundial, un año después, cuando Dantzig, un matemático estadounidense que le dio nacimiento a la forma

actual, altamente matematizada, de lo que usamos hoy en día para optimizar recursos

Aunque aquí omitiremos la parte matemática de la optimización, es interesante ver como la humanidad ha progresado en base a este proceso y como es una solución, en cuanto al concepto, a bastantes de los problemas que rigen actualmente a nuestra sociedad.

Dentro de este tema existen dos enfoques, a lo que se llama el problema dual; bien se puede optimizar de dos maneras, maximizando la utilidad o minimizando la pérdida; en términos futbolísticos, o se gana metiendo más goles o se recibiendo menos; también existen dos tipos, la optimización con restricciones (lo más común) y la que no lleva restricciones, esto se refiere a un problema con restricciones que afectan de lleno a la función objetivo (lo que se piensa optimizar) ya sea un presupuesto o el tiempo.

Dejando a un lado lo matemático y teórico, vienen las preocupaciones; cómo es que teniendo todo este conocimiento en cuenta, no se logra tener una optimización eficiente, u optimización del todo, en el gobierno y la actitud de las personas.

Para las empresas es de vital importancia el tema de la optimización, desde los productores ganaderos y agrícolas, hasta las empresas de alta tecnología como las armadoras de aviones; de las vacas y cerdos técnicamente se usa todo, la piel para diversos artículos, la carne para comer, las vísceras también para comer, los huesos para la gelatina, así como el excremento como abono o en los ranchos más avanzados, para la creación de energía; en el caso de las empresas más tecnológicas, la optimización se centra en reducir costos, ya sea la luz, la utilización de los activos como computadoras, robots, fábricas.

Las finanzas no se abstienen de este concepto, el cual es el más importante en esta área; la optimización del dinero a través de la colocación de este recurso en diferentes instrumentos de inversión, para de esta forma maximizar la utilidad.

En cuanto al gobierno, la optimización es lo más alejado de ello; el déficit presupuestario, la mala construcción de las obras, la mala administración de los ingresos, así como de los gastos, la gran cantidad de burócratas y personas que no suelen aportar nada, así como la construcción año con año de edificios o re locación de oficinas.

5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo a evaluar cuenta con más de 70 años de antigüedad, tiene una infraestructura sobredimensionada y bastante deteriorada, que requiere de importantes recursos económicos para su operación, lo que resulta en un costo de levantamiento elevado en comparación con otros campos.

Antes de este trabajo, no se tenían identificadas las actividades de mayor impacto en los costos operativos con el fin de analizar alternativas que permitieran optimizarlos ni existía una cultura de optimización de costos

Por lo anterior, fue necesario realizar un análisis de aquellas actividades que impactan en mayor grado los costos operativos, con el fin de analizar alternativas que permitan optimizar los costos de operación del campo.

6. METODOLOGIA

Para adelantar este trabajo, fue necesario recopilar la información de la ejecución del presupuesto, utilizando la herramienta Ellipse, clasificarla y utilizar el diagrama de pareto para identificar las actividades de mayor impacto en los costos operativos.

Una vez identificadas estas actividades, se analizaron individualmente aquellas con las que se contaba con la suficiente información que permitieron generar alternativas que a nuestro juicio conducen a optimizar los costos.

Se hizo un análisis de los contratos asociados a la ejecución de estas actividades y se plantearon estrategias que permiten optimizar los costos.

7. DISCRIMINACION DE LOS COSTOS OPERATIVOS DEL CAMPO POR TIPO DE CONCEPTO

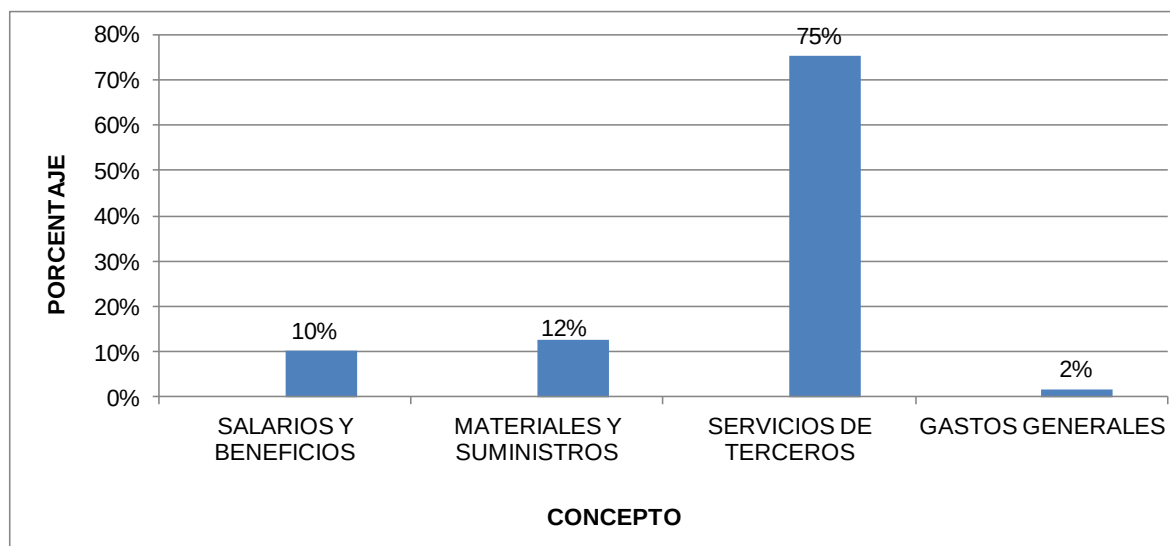
Tabla 2. Discriminación de los costos

DESCRIPCION	M\$	% DEL COSTO TOTAL
SALARIOS Y BENEFICIOS	5,464	10%
MATERIALES Y SUMINISTROS	6,552	12%
SERVICIOS DE TERCEROS	39,564	75%
GASTOS GENERALES	883	2%
TOTAL GASTOS	52,463	100%

Fuente. El autor.

A continuación se presenta el impacto cuantificado en porcentaje por cada concepto en la ejecución de los costos operacionales

Gráfica 1. Discriminación de los costos por tipo de concepto.



Fuente. El autor.

En la gráfica 1. se identifica claramente que el mayor impacto en los costos operacionales, se tiene en el concepto de servicios de terceros cuyo porcentaje es del 75%.

A continuación se presenta el desglose de las actividades involucradas en el concepto servicios de terceros

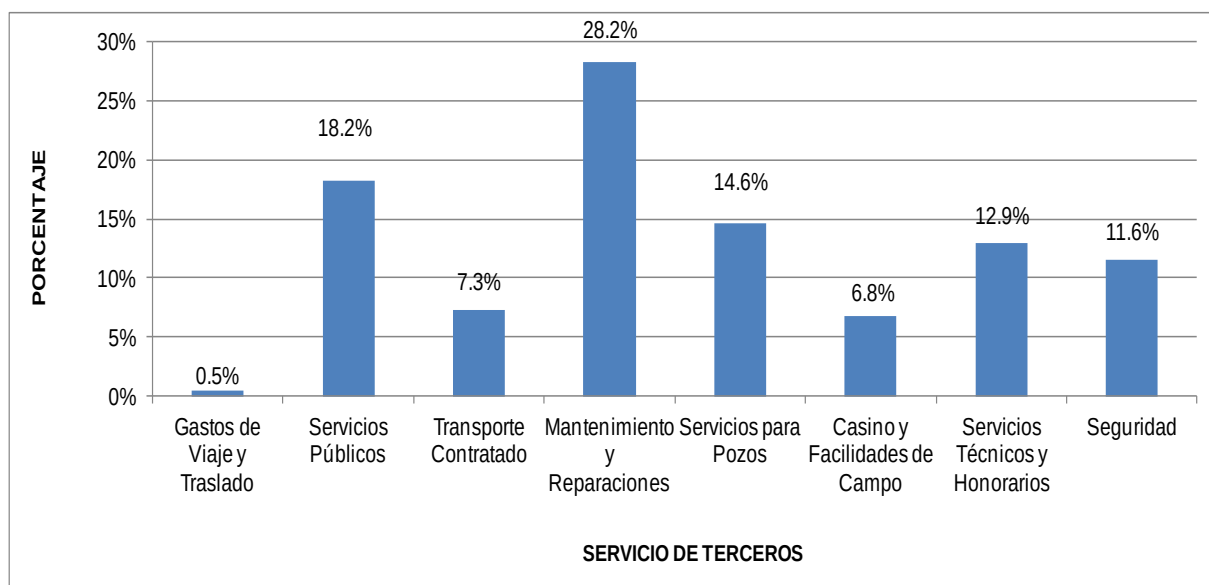
Tabla 3. Discriminación de los servicios de terceros.

DESCRIPCION	M\$	% DEL COSTO DE SERVICIOS DE TERCEROS
Gastos de Viaje y Traslado	179	0.5%
Servicios Públicos	7,206	18.2%
Transporte Contratado	2,873	7.3%
Mantenimiento y Reparaciones	11,158	28.2%
Servicios para Pozos	5,771	14.6%
Casino y Facilidades de Campo	2,685	6.8%
Servicios Técnicos y Honorarios	5,109	12.9%
Seguridad	4,585	11.6%
TOTAL SERVICIOS DE TERCEROS	39,564	100.0%

Fuente. El autor.

Representación gráfica de la tabla anterior:

Gráfica 2. Discriminación gráfica de los servicios de terceros



Fuente. El autor.

De la gráfica anterior, se desprende que los mayores impactos por concepto de servicios a terceros se tiene por la actividad Mantenimiento y Reparaciones con un 28.2%, Servicios públicos con un 18.2% y Servicio para Pozos con un 14.6%

A continuación, se presenta el desglose de actividades que conforman el Mantenimiento y Reparaciones:

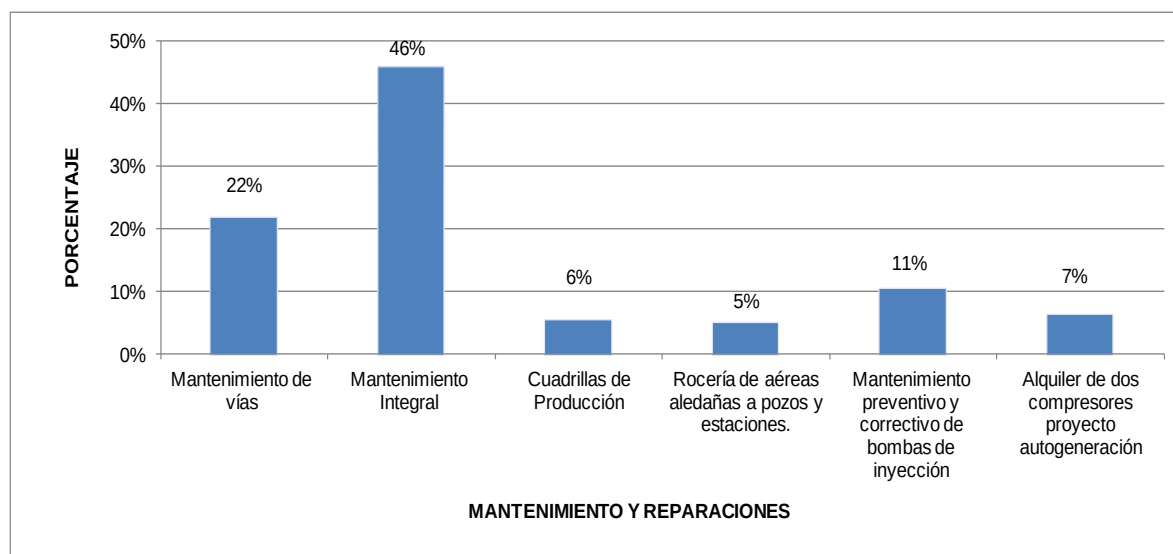
Tabla 4. Discriminación de los servicios de mantenimiento y reparaciones

DESCRIPCION	M\$	% DEL COSTO DE MTTO Y REPARACIONES
Mantenimiento de vías	2,429	22%
Mantenimiento Integral	5,114	46%
Cuadrillas de Producción	619	6%
Rocería de aéreas aledañas a pozos y estaciones.	586	5%
Mantenimiento preventivo y correctivo de bombas de inyección	1,186	11%
Alquiler de dos compresores proyecto autogeneración	727	7%
TOTAL MTTO Y REPARACIONES	11,158	100%

Fuente. El autor.

Representación gráfica de la tabla anterior:

Gráfica 3. Discriminación gráfica de los servicios de mantenimiento y reparaciones



Fuente. El autor.

De los resultados anteriores, podemos concluir que las actividades de mayor impacto en el Mantenimiento y Reparaciones son el Mantenimiento Integral con un 46% y el Mantenimiento de Vías con un 22%.

El servicio para pozos, está conformado por:

Tabla 5. Discriminación de los servicios para pozos

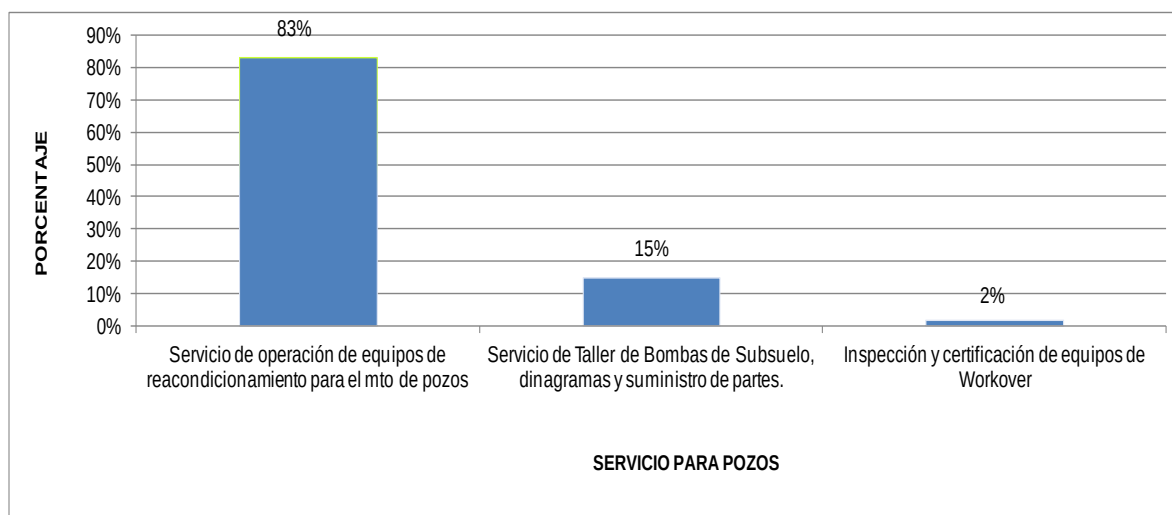
DESCRIPCION	M\$	% DEL COSTO DE SERVICIO PARA POZOS
Servicio de operación de equipos de reacondicionamiento para el mto de pozos	4,809	83%
Servicio de Taller de Bombas de Subsuelo, dinagramas y suministro de partes.	855	15%
Inspección y certificación de equipos de Workover	106	2%
TOTAL SERVICIO PARA POZOS	5,771	100%

Fuente. El autor.

De la tabla anterior se puede apreciar que el servicio de operación de equipos de reacondicionamiento es el de mayor impacto en el servicio para pozos con un 83%.

La representación gráfica de la tabla anterior, es:

Gráfica 4. Discriminación gráfica de los servicios para pozos



Fuente. El autor.

De los resultados anteriores, se escogieron las 2 actividades que tienen el mayor impacto en el costo operacional del campo.

De los datos relacionados en la tabla 2, se tiene que el total de los costos del campo es de M\$ 52,463. Se escogieron las siguientes 2 actividades que tienen un mayor impacto en estos costos.

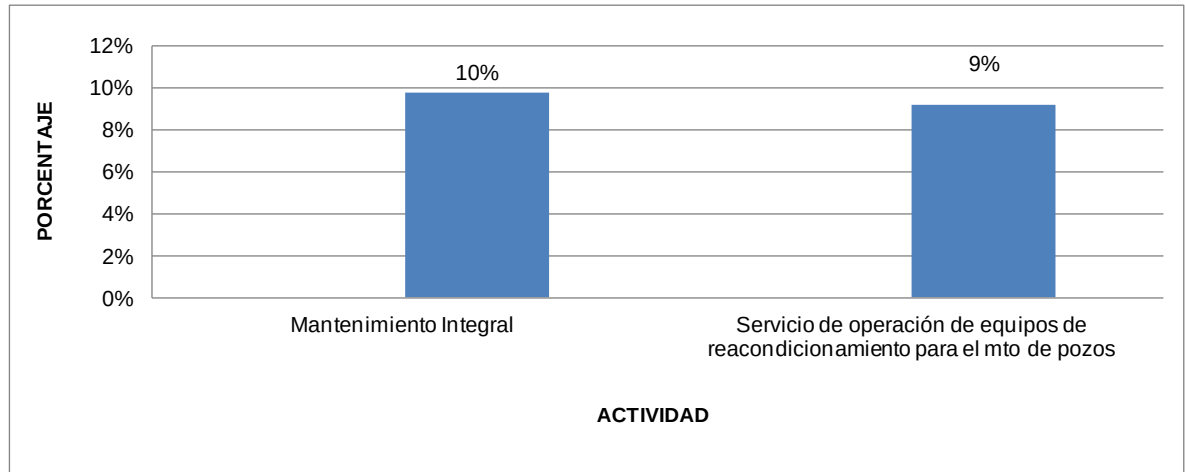
Tabla 6. Impacto de actividades en el costo total del campo

DESCRIPCION	M\$	% DEL COSTO TOTAL DEL CAMPO
Mantenimiento Integral	5,114	10%
Servicio de operación de equipos de reacondicionamiento para el mto de pozos	4,809	9%
SUBTOTAL	9,924	19%
TOTAL COSTO DEL CAMPO	52,463	

Fuente. El autor.

Representación gráfica de la tabla anterior:

Gráfica 5. Impacto de las actividades en el costo total del campo



Fuente. El autor.

Basados en los anteriores resultados, se realizó un análisis al interior de cada actividad, con el fin de visualizar alternativas que permitieran optimizar los costos de operación del Campo.

8. ANALISIS DE LAS ACTIVIDADES DE MAYOR IMPACTO EN LOS COSTOS OPERACIONALES DEL CAMPO

8.1 MANTENIMIENTO INTEGRAL

El servicio de mantenimiento integral está compuesto por el mantenimiento mecánico, mantenimiento eléctrico e instrumentación para los equipos y sistemas de las facilidades de superficie instaladas en el campo y se obtienen por medio de una empresa contratista.

Para este análisis se tomó información reportada en la herramienta Ellipse, de donde se obtuvo el correspondiente costeo por orden de trabajo asignado a determinado equipo.

Una vez obtenida esta base de dato, se clasificó en las áreas que se manejan en el área de mantenimiento: Mecánica y Eléctrica.

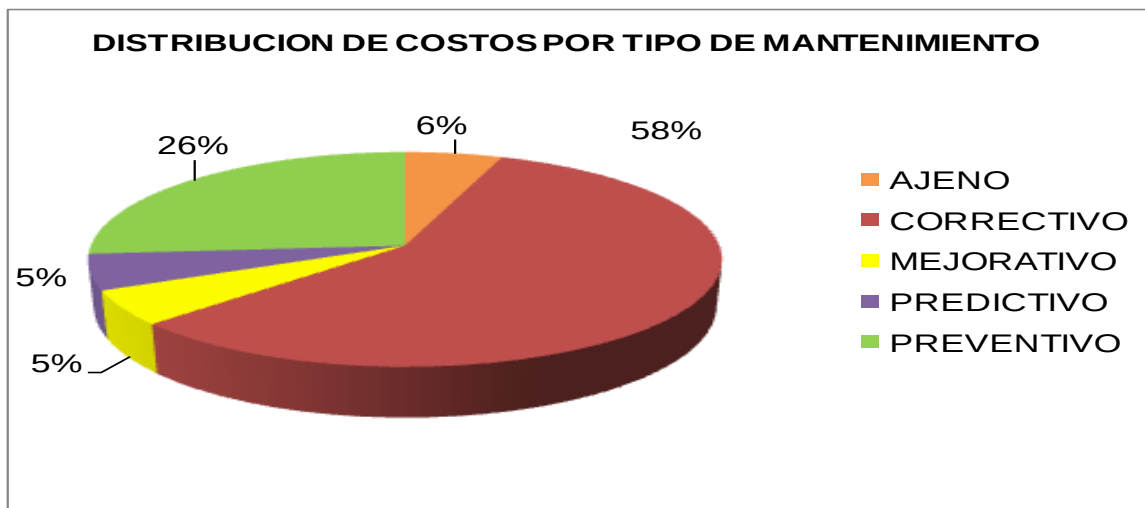
8.1.1 Área Mecánica:

El campo cuenta con 130 pozos productores activos en los cuales se tienen instalado el sistema de levantamiento por bombeo mecánico. En el CMMS existe información con las órdenes de trabajo realizadas a estas unidades en donde se puede identificar las tareas hechas y los costos asociados. Este historial es muy importante para poder identificar los equipos que presentan los mayores costos de mantenimiento y poder generar alternativas que permitan reducirlos.

De esta información, se obtuvo que los costos asociados por mantenimientos correctivos corresponden a un 58% del costo total de los mantenimientos reportados, los costos por mantenimiento preventivo corresponden a un 26%, el predictivo y mejorativo corresponden a un 5% cada uno y el ajeno a un 6%.

Lo anterior, se puede ver reflejado en la siguiente gráfica:

Gráfica 6. Distribución de los costos por tipo de mantenimiento

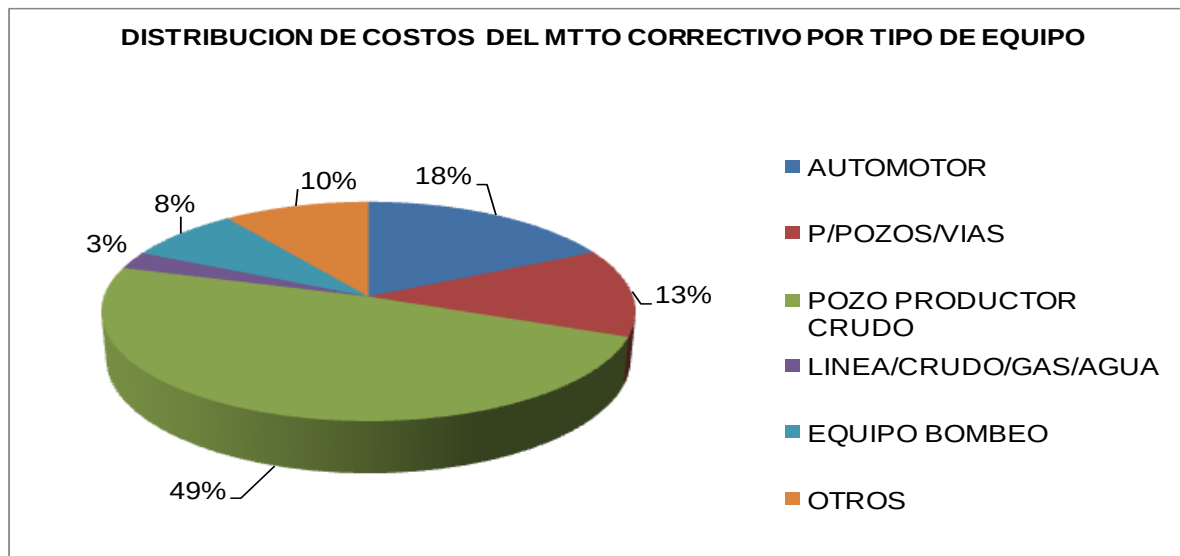


Fuente. El autor.

De esta gráfica, podemos apreciar que en el mantenimiento correctivo se presenta el mayor impacto en los costos del mantenimiento, con una participación del 58% los cuales corresponden a fallas no previstas ya que este tipo de mantenimiento requiere mayores recursos y genera mayores pérdidas por la no planeación.

La distribución de estos costos por mantenimiento correctivo de acuerdo al tipo de equipo, son:

Gráfica 7. Distribución de los costos del mantenimiento correctivo por tipo de equipo.



Fuente. El autor.

De la gráfica anterior, vemos que el mayor porcentaje de recursos se destina a los equipos instalados de bombeo mecánico en los pozos productores de crudo, con un 49%.

Los costos asociados con el mantenimiento correctivo para las 26 unidades balanceadas por aire instaladas en el campo, corresponden al 20% de los costos de mantenimiento correctivo para las unidades de bombeo mecánico.

De estos costos, el 57% corresponde a mano de obra y un 43% a materiales. La actividad de mayor frecuencia se presenta en agregar aire al cilindro de la unidad con el fin de balancearla.

De acuerdo a los análisis realizados, se observa que hace falta una estandarización en la instrumentación de estas unidades, los cilindros y cajas reductoras necesitan reparación en talleres lo suficientemente capacitados y certificados para esta labor y corregir fugas de aire en el sistema.

Los trabajos anteriores se deberán hacer en las unidades de los pozos que corresponden al pareto:

Tabla 7. Lista de pozos con mayor frecuencia de mantenimiento.

POZO	% EN EL COSTO DEL MTTO CORRECTIVO DE LAS UBMBA
pozo 30	16%
pozo 36	13%
pozo 377	8%
pozo 192	7%
pozo 396	6%
pozo 31	5%
pozo 103	5%
pozo 67	4%
pozo 203	4%
pozo 125	3%
pozo 359	3%
pozo 149	3%
pozo129	3%

Fuente. El autor.

Al realizar estos trabajos propuestos, se espera tener una reducción en el costo de mano de obra en un 75% que implicaría la reducción de una pareja de mecánicos con su vehículo.

8.1.2 Área Eléctrica

La gran mayoría de las instalaciones eléctricas en el campo se encuentran sin cumplir con el RETIE y en condiciones fuera de norma. Adicionalmente no se cuenta con un sistema de monitoreo que permita una identificación oportuna de las fallas eléctricas. Esta situación demanda que el campo tenga que contar con una asistencia de recorridos a las instalaciones incrementando los costos.

La distribución de los costos en el área eléctrica es:

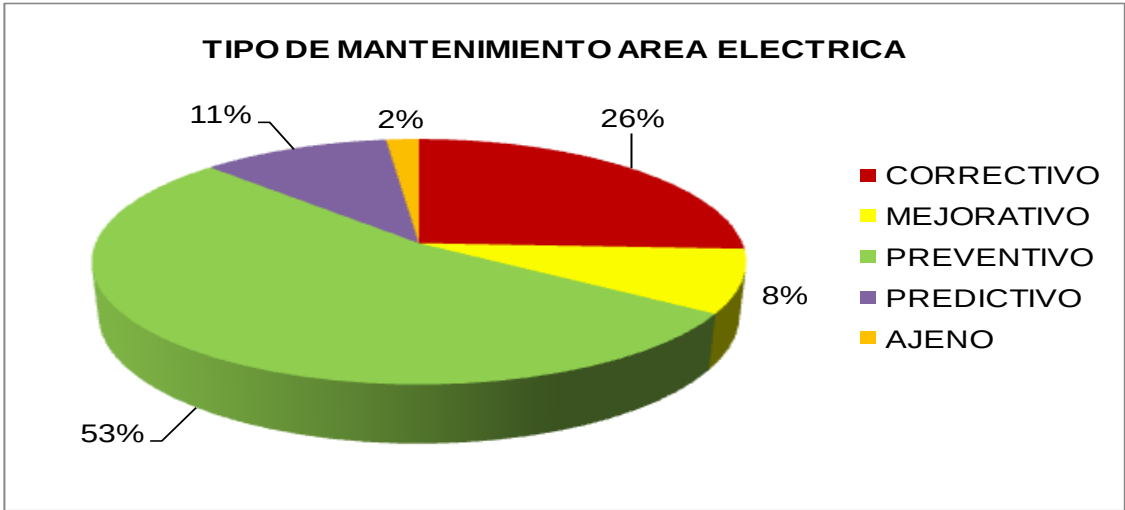
Tabla 8. Distribución del tipo de mantenimiento en el área eléctrica

TIPO DE MANTENIMIENTO AREA ELECTRICA	PORCENTAJE
CORRECTIVO	26%
MEJORATIVO	8%
PREVENTIVO	53%
PREDICTIVO	11%
AJENO	2%

Fuente. El autor.

Gráficamente lo podemos visualizar de la siguiente forma:

Gráfica 8. Distribución de los tipos de mantenimiento en el área eléctrica.



Fuente. El autor.

En donde se presentan oportunidades para optimizar los costos es en el mantenimiento correctivo generados por fallas no previstas ya que involucran recursos importantes que impactan el costo de mantenimiento.

La distribución de los costos por mantenimiento correctivo en el área eléctrica es el siguiente:

Tabla 9. Distribución de costos en el mantenimiento correctivo del área eléctrica.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO AREA ELECTRICA	PORCENTAJE
MANO DE OBRA	55%
MATERIALES	41%
TRABAJO EN TALLERES	5%

Fuente. El autor.

De la tabla anterior, se puede apreciar que el mayor impacto en el mantenimiento correctivo del área eléctrica se tiene por mano de obra con un 55%

La composición de los trabajos en el área eléctrica por mantenimiento correctivo es:

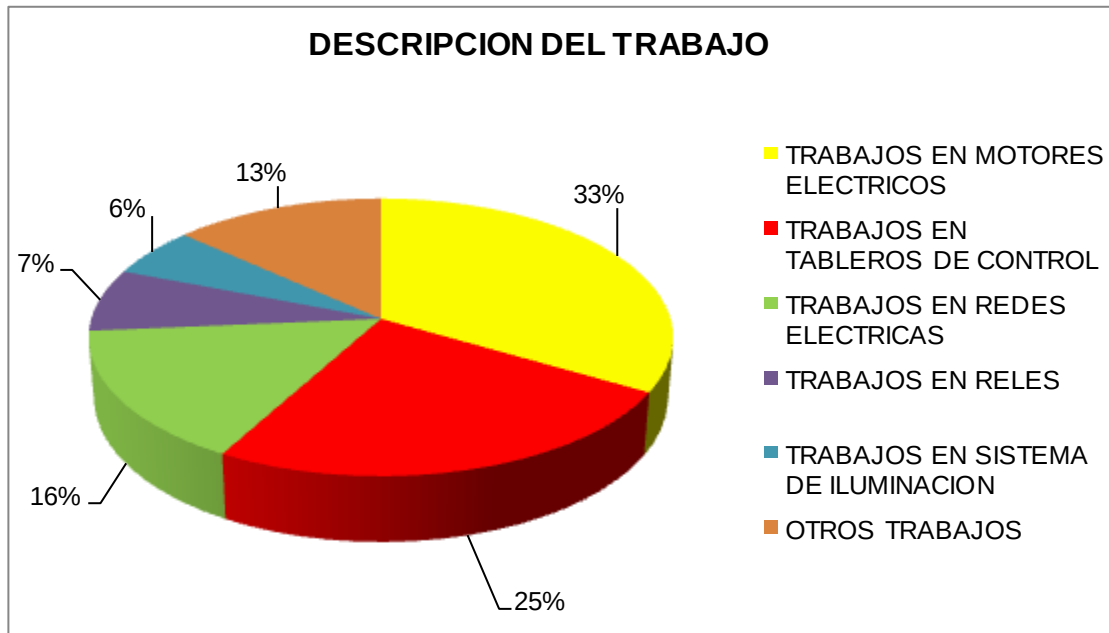
Tabla 10. Composición de los trabajos en el área eléctrica por mantenimiento correctivo.

DESCRIPCION DEL TRABAJO	PORCENTAJE
TRABAJO EN MOTORES ELECTRICOS	33%
TRABAJO EN TABLEROS DE CONTROL	25%
TRABAJO EN REDES ELECTRICAS	16%
TRABAJO EN RELES	7%
TRABAJO EN SISTEMA DE ILUMINACION	6%
OTROS TRABAJOS	13%

Fuente. El autor.

Gráficamente lo podemos visualizar así:

Gráfica 9. Composición de los trabajos en el área eléctrica.



Fuente. El autor.

De la gráfica anterior, se tiene que los trabajos en motores eléctricos impactan en un 33% el costo de mantenimiento y los trabajos en tableros de control en un 25%.

Los equipos que presentan una mayor incidencia en los trabajos de tableros de control son:

Tabla 11. Lista de pozos con mayor frecuencia de mantenimiento en los tableros de control.

EQUIPO	PORCENTAJE
POZO0005	2%
POZO0011	1%
POZO0030	1%
POZO0031	7%
POZO0036	13%
POZO0103	1%
POZO0127	2%
POZO0203	4%
POZO0211	1%
POZO0213	1%
POZO0247	4%
POZO0253	2%
POZO0286	1%
POZO0294	1%
POZO0377	4%
POZO0390	1%
POZO0495	5%
TBOMBATJ25	15%

Fuente. El autor.

Del análisis del estado de estos tableros, se evidencia la necesidad de cambiarlos totalmente. Esto permitirá adecuar los tableros de control a las condiciones del RETIE, estandarizarlos y reducir una pareja de electricistas en el área eléctrica.

8.2. SERVICIOS DE OPERACIÓN DE EQUIPOS DE REACONDICIONAMIENTO Y LIMPIEZA Y VARILLEO

Este servicio se presta mediante un tercero con el fin de suministrar el personal para la operación de un equipo de reacondicionamiento y uno de limpieza y varilleo (Well Services).

Mediante este servicio se cuenta con un total de 4 cuadrillas, trabajando 8 horas diarias cada una, que se distribuyen en un equipo de reacondicionamiento y uno de limpieza y varilleo de acuerdo a la prioridad de los trabajos a ejecutar.

El servicio de operación de estos equipos se contrata por días de cuadrilla con el fin de tener disponibilidad del personal todo el tiempo y se trabajan 24 horas con 3 cuadrillas para el equipo de reacondicionamiento y una cuadrilla que trabaja 8 horas en el equipo de well services.

Con el fin de evaluar alternativas que permitan optimizar los costos en este servicio, se tuvo en cuenta las estadísticas de los trabajos realizados por cada equipo en los pozos intervenidos y la producción recuperada.

De las estadísticas, se tiene que en un año se intervienen cerca de 81 pozos a los cuales se le realizan un promedio de 156 trabajos, 1.9 trabajos por pozo intervenido, de los cuales el 59% se hacen con el equipo de Well Services.

Se realizó el ejercicio para conocer el impacto de recuperar la producción con el equipo de Well Services versus el costo del personal para operar este equipo y analizar la posibilidad de prescindir de una cuadrilla para la operación de este equipo.

De las estadísticas de intervención de pozos que se muestra en el Anexo 2., el volumen recuperado con el equipo de well services es de 15BOPD en promedio.

El costo de tener el personal para operar el equipo de Well Services está cercano a los M\$ 90 mensuales y al año M\$ 1.080.

Si se prescinde del personal para operar el equipo de Well Services se dejaría de recuperar 15bopd que al año representa unas pérdidas de M\$657.

Los resultados de este ejercicio muestran que la alternativa de prescindir del personal para operar el equipo de Well Services es viable desde el punto de vista económico ya que al tomar los valores de ahorros por no incurrir en costos de operación del equipo de Well Services y restar los ingresos por las pérdidas de producción, arroja un ahorro cercano a los M\$ 424.

CONCLUSIONES

Basados en la información disponible, procesada y analizada podemos sacar las siguientes conclusiones:

1. No existe una cultura de optimización de costos en el Campo analizado para este trabajo en lo que respecta al personal operativo.
2. El campo presenta una infraestructura sobredimensionada y deteriorada que obliga a iniciar proyectos de inversión que permitan el uso eficiente de las facilidades y que cumplan con estándares de la industria entre ellos el RETIE.
3. La actividad de mayor impacto en los costos de operación del Campo en evaluación es el servicio de terceros que constituyen un 75% de los costos totales del Campo.
4. Los servicios contratados para el mantenimiento y reparaciones, servicio para pozos y servicios públicos son las que tienen mayor impacto en los costos de la actividad servicios de terceros en un 61%.
5. El mantenimiento integral representa un 46% de la actividad mantenimiento y reparaciones y el servicio de operación de equipos de reacondicionamiento para el mantenimiento de pozos representa un 83% de los costos de la actividad servicio para pozos.
6. Según el análisis para el mantenimiento integral, en el área mecánica se tiene que el 58% del costo de los mantenimientos reportados es por

mantenimiento correctivo y de este mantenimiento el 49% es de trabajos realizados a equipos de bombeo mecánico.

7. Los costos asociados con el mantenimiento correctivo para las 26 unidades balanceadas por aire instaladas en el campo, corresponden al 20% de los costos de mantenimiento correctivo para las unidades de bombeo mecánico.
8. De estos costos, el 57% corresponde a mano de obra y un 43% a materiales. La actividad de mayor frecuencia se presenta en agregar aire al cilindro de la unidad con el fin de balancearla.
9. De acuerdo a los análisis realizados, se observa que hace falta una estandarización en la instrumentación de estas unidades, los cilindros y cajas reductoras necesitan reparación en talleres lo suficientemente capacitados y certificados para esta labor y corregir fugas de aire en el sistema.
10. Realizando los trabajos descritos anteriormente a las unidades de los 13 pozos identificados, se planea disminuir una pareja de mecánicos con su vehículo.
11. En el área eléctrica el 26% de los costos asociados a estos trabajos corresponden al mantenimiento correctivo y el 55% de estos costos corresponden a mano de obra y es en donde se identifican alternativas de optimización de costos.
12. Se tiene que los trabajos en motores eléctricos impactan en un 33% el costo de mantenimiento y los trabajos en tableros de control en un 25%.

13. Del análisis del estado de los 18 tableros de control, se evidencia la necesidad de cambiarlos totalmente. Esto permitirá adecuar los tableros de control a las condiciones del RETIE, estandarizarlos y reducir una pareja de electricistas en el área eléctrica.
14. El servicio de operación de equipos de reacondicionamiento y well services es el de mayor impacto en el servicio para pozos con un 83%.
15. De acuerdo al análisis de la actividad de operación de los equipos de reacondicionamiento y Well Services, según las estadísticas de intervenciones, al año se realiza un promedio de 156 trabajos en 81 pozos. Es decir, 1.9 intervenciones por pozo al año de los cuales el 59% se hace con el equipo de Well Services.
16. La estructura del contrato de operación de los equipos para pozos no permite una optimización de los recursos, ya que este servicio se paga por día de cuadrilla activa ó en standby y al final se incurre en costos por disponibilidad de personal.
17. Los resultados que arroja este ejercicio, muestran que la alternativa de prescindir del personal para operar el equipo de well services es viable desde el punto de vista económico ya que al tomar los valores de ahorros por no incurrir en costos de operación del equipo de well services y restar los ingresos por las pérdidas de producción, arroja un ahorro cercano a los M\$ 424 al año.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un análisis profundo a la infraestructura operativa instalada actualmente con el fin de identificar oportunidades que permitan optimizar los costos operativos.
2. Analizar la posibilidad de construir el sistema de recolección de crudo mediante troncales y evitar seguir construyendo líneas de flujo para pozos individuales.
3. Evaluar la conveniencia de utilizar unidades de bombeo mecánico balanceadas por aire con respecto a otros sistemas de levantamiento como el PCP y ejecutar trabajos de reparación en talleres certificados al sistema neumático de las unidades que se decida continuar en funcionamiento.
4. Realizar los cambios de tableros de control en los 17 pozos identificados
5. Utilizar 3 cuadrillas al día para la operación de de los equipos de reacondicionamiento y Well Services eliminando la cuarta cuadrilla del equipo de Well Services.
6. Se debe conformar un equipo multidisciplinario en el cual se involucre la operación y el Centro de Servicios Compartidos para continuar con el análisis de los contratos en ejecución con el fin de identificar oportunidades que permitan optimizar los costos de los servicios contratados.
7. Para los procesos contractuales se debe analizar la conveniencia de implementar una adjudicación conjunta de servicios para el Campo evaluado y los demás campos de la Gerencia Catatumbo Orinoquía y

descuentos por facturación acumulada. Esto permitirá obtener descuentos adicionales por parte del contratista.

8. Para el caso de la contratación del mantenimiento integral, se debe realizar un mayor análisis a la conveniencia de contratar el servicio de mantenimiento basado en condición desde el punto de vista costo beneficio y su aplicación en la infraestructura actual del campo.
9. Continuar con la metodología de costeo en Ellipse con el fin de identificar los focos que tienen el mayor impacto en los costos operativos y la causa de esta situación mediante la realización de talleres de análisis causa raíz para implementar estrategias que permitan reducir este costo desde el punto de vista de Ingresos (maximizar producción, análisis de su situación frente al desarrollo del campo) y reducción de los costos de mantenimiento tanto en superficie como en subsuelo.

BIBLIOGRAFIA

BRADLEY Howard B. Petroleum Engineering Handbook. Third printing Society of Petroleum Engineers Richardson.TX USA February 1992.

GÓMEZ BRAVO, Oscar. y ZAPATA SANCHEZ, Oscar. Op. Cit. ,p. 15.

HARGADON, Bernard., MÚNERA. J., y CARDENAS. Armando. Contabilidad de Costos. Desarrollo gerencial. Colombia: Norma 1993.

HONGREN, Charles T., y FOSTER, George, Contabilidad de Costos, un enfoque gerencial. Prentice mayo 1992, pág. 23

Ken ARNOLD, Setewart M. Surface Production Operation. Design of Oil Handling system and facilities. Volume 1. Houston Texas. 1986

Manuales de Operación Baterías M-24,J-25,M-14. Departamento de Producción Tibú, 2009.

ANEXOS

ANEXO A

Ver carpeta anexos

ANEXO B

Ver carpeta anexos

ANEXO C

Ver carpeta anexos