



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ELECTRO-MECÁNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO- SUMERGIBLE UTILIZADOS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO PALANDA – YUCA SUR

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

REAL LASTRA JORGE LUIS

jorge.real@epn.edu.ec

Director: Ph. D. AGUINAGA BARRAGÁN ÁLVARO GONZALO XAVIER

alvaro.aguinaga@epn.edu.ec

Codirector: Ing. CESÉN ARTEAGA MARIO ALBERTO, M. SC.

mario.cesen@epn.edu.ec

Quito, diciembre 2018

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **Jorge Luis Real Lastra**, bajo mi supervisión.

Ph. D. Álvaro Aguinaga Barragán
DIRECTOR DE PROYECTO

Ing. Mario Alberto Cesén Arteaga, M. Sc.
CODIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Jorge Luis Real Lastra**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Jorge Luis Real Lastra

DEDICATORIA

Quiero dedicar esta tesis a mis conocidos, Daniel Estrella y Cristhian Jarrin, sin ustedes me hubiera graduado más rápido.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer al consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, por su favorable atención y ayuda durante el desarrollo del presente trabajo.

De igual forma, agradezco a mi Director de Tesis, que gracias a sus consejos y correcciones hoy puedo culminar este trabajo. A los Profesores que me han visto crecer como persona, y gracias a sus conocimientos hoy puedo sentirme dichoso y contento.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento al M. Sc. Mario Alberto Cesén Arteaga, codirector de tesis y gran colaborador durante todo este proceso, quien con su dirección, conocimiento, enseñanza y colaboración permitió la preparación de este trabajo.

ÍNDICE

CERTIFICACIÓN.....	i
DECLARACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
ÍNDICE.....	v
LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	ix
LISTA DE ANEXOS.....	xi
RESUMEN	XII
ABSTRACT	XIII
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVO GENERAL.....	2
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1. SITUACIÓN ACTUAL SOBRE EL CONTROL DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR.	3
1.2. EFICIENCIAELECTROMECAÁNICA.....	7
1.2.1. Bombas Electro-sumergibles.....	13
1.3. NORMAS DE CONTROL SOBRE EFICIENCIA ELECTROMECAÁNICA EN OTROS PAÍSES.	23
1.3.1. Norma Oficial Mexicana NOM-006-ENER-2015, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación. Límites y método de prueba.	23
1.3.2. Recomendaciones energéticas en sistemas de bombeo elaborado por el programa de tecnologías industriales.....	25
2. METODOLOGÍA	27
2.1 METODOLOGÍA.....	27
2.1.1. Aspectos técnicos para la selección de los pozos a analizar.	28
2.1.2. Recolección de datos.....	30
2.1.3. Viscosidad.....	32
2.1.4. Pozos seleccionados para la evaluación de la eficiencia energética.....	34
2.2. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA ELECTROMECAÁNICA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO DE LOS POZOS DEL BLOQUE 64 PALANDA YUCA-SUR.....	34
2.3. PROCESO EXPERIMENTAL.	37

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	38
3.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	40
3.2. PLANTEAMIENTO DE ACCIONES DE MEJORAMIENTO	42
3.3. ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD A LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS	43
3.3.1. Costos.....	43
3.3.1.1. Consumo energético	44
3.3.1.1.1. Consumo diésel actual.	45
3.3.1.1.2. Consumo diésel optimizado.....	51
3.3.1.1. Costos de mantenimiento.....	56
3.4. AHORROSGENERADOS.	62
3.4.1. Flujos de caja.....	66
3.5. RESULTADOS ECONÓMICOS.....	74
4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.	75
4.1. CONCLUSIONES	75
4.2. TRABAJOS FUTUROS.....	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
ANEXOS	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Proceso de Diseño de equipo BES.	5
Figura 1.2. Curva de rendimiento típica de una bomba con los rangos de tolerancia.	6
Figura 1.3. Modelos de proyectos de eficiencia energética.	9
Figura 1.4. Ciclo de vida de un yacimiento.	10
Figura 1.5. Herramienta de perforación.	11
Figura 1.6. Cabeza de pozo instalada.	12
Figura 1.7. Cabeza de pozo.	13
Figura 1.8. Vista en corte de una bomba electro-sumergible.	14
Figura 1.9. Impeler y sus subcomponentes.	15
Figura 1.10. Fotografía de una etapa de bomba centrífuga.	15
Figura 1.11. Curva de una bomba.	16
Figura 1.12. Corte de un rodete.	16
Figura 1.13. Vista en corte de un motor eléctrico para equipo BES.	18
Figura 1.14. Vista en corte de un motor y sus elementos.	18
Figura 1.15. Curvas características de un motor para BES.	20
Figura 1.16. Cuadro generalizado del incremento de temperatura en un motor.	21
Figura 1.17. Vista en corte de cable plano y cable redondeado.	22
Figura 1.18. Sistema de bombeo.	25
Figura 2.1. Cuadro de Temperatura-Viscosidad para petróleo con distintos grados API.	33
Figura 2.2. Eficiencia del pozo Palanda 01.	36
Figura 2.3. Eficiencia del pozo Yuca Sur 01.	36
Figura 2.4. Eficiencia del pozo Yuca Sur 19.	37
Figura 2.5. Eficiencia del pozo Sami 02.	37
Figura 3.1. Problemas que se presentan por operación de las bombas fuera de su punto óptimo.	39
Figura 3.2. Modificación de la eficiencia por variación de condiciones de operación en una bomba.	40
Figura 3.3. Curva de fallas en el tiempo de maquinaria.	56
Figura 3.4. Curva de bombas utilizadas en los pozos Yuca Sur 19 y Sami 02.	57
Figura 3.5. Curva de bombas utilizadas en los pozos Palanda 01 y Yuca Sur 01.	57
Figura 3.6. Costos totales de Workovers, en función del trabajo en funcionamiento de los equipos.	58

Figura 3.7. Promedio de vida antes de una falla de distintos componentes de la BES.....	59
Figura 3.8. Tasa de falla de los componentes de una BES.....	59
Figura 3.9. Cantidad de fallas por distintas causas.	59
Figura 3.10. Flujos de caja en Palanda 01 a las condiciones actuales.	67
Figura 3.11. Flujos de caja en Palanda 01, trabajando con 50% eficiencia.	67
Figura 3.12. Flujos de caja en Palanda 01, trabajando con 70% de eficiencia.....	67
Figura 3.13. Flujos de caja en Yuca Sur 01 a las condiciones actuales.	69
Figura 3.14. Flujos de caja en Yuca sur 01 trabajando con 50% de eficiencia.....	69
Figura 3.15. Flujos de caja en Yuca sur 01 trabajando con 70% de eficiencia.....	69
Figura 3.16. Yuca Sur 19 a las condiciones actuales.....	71
Figura 3.17. Yuca Sur 19 trabajando con 50% de eficiencia.....	71
Figura 3.18. Yuca Sur 19 trabajando con 70% de eficiencia.....	71
Figura 3.19. Flujos de caja en Sami 02 con las condiciones actuales.....	73
Figura 3.20. Flujos de caja en Sami 02, trabajando con 50% de eficiencia.	73
Figura 3.21. Flujos de caja en Sami 02, trabajando con 70% de eficiencia.	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Valores minimos de caudal, carga, eficiencia de la bomba que deben cumplir los equipos para manejo de agua.	3
Tabla 1.2. Valores maximos de energia que conjunto motor-bomba debe cumplir, para manejo de agua.	3
Tabla 1.3. Exactitud global requerida de la instrumentación.	7
Tabla 1.4. Productos de cableado Centrilift.....	23
Tabla 1.5. Valores mínimos de eficiencia para bombeo electro sumergible según norma NOM -006-ENER-2015.	24
Tabla 2.1. Presiones del punto de burbuja.....	28
Tabla 2.2. Propiedades electromecánicas de los pozos de petróleo.	31
Tabla 2.3. Rangos de aplicación de las ecuaciones Beggs y Robinson.	32
Tabla 2.4. Pozos seleccionados.	34
Tabla 2.5. Eficiencia mes a mes de los pozos seleccionados.	35
Tabla 3.1. Indicador energético. [kWh/día/barriles día]	42
Tabla 3.2. Elementos de Costos.	43
Tabla 3.3. Propiedades de combustibles.	44
Tabla 3.4 Costos de combustibles para la industria petrolera.	46
Tabla 3.5. Costo Energético en el pozo Palanda 01.....	47
Tabla 3.6. Costo Energético en el pozo Yuca Sur 01.	48
Tabla 3.7. Costo Energético en el pozo Yuca Sur 19.	49
Tabla 3.8. Costo Energético en el pozo Sami 02.	50
Tabla 3.9. Costo energético en el pozo Palanda 01 con una eficiencia de 50%.....	51
Tabla 3.10. Costo energético en el pozo Palanda 01 con una eficiencia de 70%.....	52
Tabla 3.11. Costo energético en el pozo Yuca Sur 01 con una eficiencia de 50%.	53
Tabla 3.12. Costo energético en el pozo Yuca Sur 01 con una eficiencia de 70%.	53
Tabla 3.13. Costo energético en el pozo Yuca Sur 19 con una eficiencia de 50%.	54
Tabla 3.14. Costo energético en el pozo Yuca Sur 19 con una eficiencia de 70%.	54
Tabla 3.15. Costo energético en el pozo Sami 02 con una eficiencia de 50%.....	55
Tabla 3.16. Costo energético en el pozo Sami 02 con una eficiencia de 70%.....	55
Tabla 3.17. Workovers realizados en el pozo Palanda 01.....	60
Tabla 3.18. Workovers realizados en el pozo Yuca Sur 01.	60
Tabla 3.19. Workovers realizados en el pozo Yuca sur 19.....	60
Tabla 3.20. Workovers realizados en el pozo Sami 02.....	60

Tabla 3.21. Tiempo de vida promedio de los pozos estudiados.	61
Tabla 3.22. Costos esperados por fallas en equipos BES.	61
Tabla 3.23. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Yuca Sur 01.	62
Tabla 3.24. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Palanda 01.	63
Tabla 3.25. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Sami 02.	63
Tabla 3.26. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Yuca Sur 19.	63
Tabla 3.27. Rentabilidad sobre el capital invertido (RSCI) en el periodo 2008-2012.	65
Tabla 3.28. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Palanda 01.	66
Tabla 3.29. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Yuca Sur 1.	68
Tabla 3.30. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Yuca Sur 19.	70
Tabla 3.31. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Sami 02.	72
Tabla 3.32. Resultados económicos, ahorros generados.	74

LISTA DE ANEXOS

Anexo I – Historiales de producción.....	81
Anexo II – Código de programa en Macros de Excel y capturas de pantalla.....	85

RESUMEN

Interesados en soluciones para combatir las consecuencias del cambio climático y generar ideas de consumo energético eficiente. El presente trabajo de titulación tiene la intención de evaluar la eficiencia electro-mecánica de los equipos de bombeo utilizados en los pozos petroleros del bloque 64 ubicados en la amazonia ecuatoriana, y operados por el consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, considerando la cantidad de producción bombeada desde el fondo de pozo y la energía empleada en ese proceso, utilizando diésel como combustible. Se realizó una recopilación de datos hidrodinámicos y eléctricos de los 13 pozos que han operado en esta zona durante los dos últimos años para determinar la eficiencia electro-mecánica. Además, se plantean alternativas de optimización para 4 pozos seleccionados por características especiales como: tasa de producción, eficiencia obtenida, y condiciones de trabajo.

El uso de equipos de bombeo electro sumergible, BES, de alta eficiencia, implica una reducción en los costos energéticos de operación y un aumento del tiempo de vida operativa de los equipos. Esto se podría transformar en un ahorro económico para la empresa operadora de hasta 103.028,99 dólares americanos, en dos años dependiendo del pozo.

De las alternativas planteadas, se concluye que, en los pozos estudiados, se debe elevar su eficiencia al menos al 50% para conseguir el mejor redito económico.

Palabras clave: eficiencia, electro-mecánica, bombeo electro sumergible

ABSTRACT

Interested in solutions to combat the consequences of climate change and generate ideas of efficient energy consumption. The present work intends to evaluate the electro-mechanical efficiency of the pumping equipment used in the oil wells of block 64 in the Ecuadorian Amazon, and operated by Consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, as the amount of oil production pumped from the bottom of the well and the energy used in that process, using diesel as fuel. A compilation of hydrodynamic and electrical data of the 13 wells that have operated in this area during the last years was carried out to determine the electro-mechanical efficiency. In addition, optimization alternatives are proposed for 4 wells selected by their special characteristics such as: production rate, efficiency, and working conditions.

The use of electro submersible pumping equipment, ESP, of high efficiency, implicate a reduction in energy consumption, energy and operation costs. This could be transformed into an economic saving for the operating company up to 103,028.99 US dollars, in two years depending in the well applied.

From the alternatives proposed, it is concluded that, in the wells studied, their efficiency must be raised to at least 50% in order to achieve the best economic return.

Keywords: efficiency, electro-mechanical, submersible pumping

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ELECTRO-MECÁNICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTRO- SUMERGIBLE UTILIZADOS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO PALANDA – YUCA SUR

INTRODUCCIÓN

Inicialmente la producción de petróleo se daba mediante flujo natural, esto quiere decir que no era necesario el uso de equipos mecánicos de bombeo. Simplemente debido a la diferencia de presiones el fluido llegaba a la superficie de forma natural.

Con el pasar de los años la presión de los pozos de petróleo del Ecuador ha ido disminuyendo, por lo que se hizo necesarios métodos de levantamiento artificial y con esto el uso de bombas para transportar el crudo de petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie. En la actualidad los principales equipos que se utilizan para esta tarea, son bombas centrífugas multietapas con motor eléctrico, que se aplican promediamente en un 70% de los pozos de la Amazonía ecuatoriana y que a este método se le conoce con el nombre de Bombeo Electro - Sumergibles, por lo que a partir de ahora vamos a llamarlas BES, estas se caracterizan porque tienen el motor y bomba acoplados y este conjunto se encuentra sumergido y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción.

Algunas ventajas del uso de equipos BES son la capacidad de producción en grandes cantidades en pozos profundos con alto porcentaje de agua, eficacia en pozos verticales y desviados, costos de mantenimiento bajo, y la oportunidad de registrar las condiciones en el fondo del pozo a través de sensores.

Considerando también sus desventajas podemos citar las complicaciones durante la instalación de las tuberías para que no afecte el cable eléctrico necesario. Además el pozo debe cumplir ciertos requerimientos básicos, por lo que para implementar estos equipos primero debe realizar una caracterización del pozo, tomando en cuenta variables como la presencia de sólidos en el fluido, cantidad de gas que se va transportar, y el tipo de ambiente de operación, ya que uno corrosivo puede afectar en sobremanera a la operación del equipo BES. (Buyon, 2011)

Objetivo general

Evaluar la eficiencia electromecánica a través de mediciones en campo de parámetros mecánicos - hidráulicos y eléctricos para optimizar los equipos de bombeo de pozo profundo utilizados en los pozos de petróleo del bloque 64 PALANDA – YUCA SUR.

Objetivos específicos

- Recolectar y medir datos operativos en los pozos de petróleo PALANDA – YUCA SUR
- Seleccionar una metodología para el análisis de la eficiencia electromecánica de equipos de bombeo.
- Determinar la eficiencia electromecánica de los equipos de bombeo.
- Diagnosticar causas de ineficiencia energética en el sistema electromecánico bomba-motor.
- Plantear soluciones para mejorar la eficiencia electromecánica.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Situación actual sobre el control de los equipos de bombeo en la industria del petróleo en Ecuador.

En Ecuador, en la actualidad se encuentra vigente el reglamento técnico PRTE INEN 094 “EFICIENCIA ENERGETICA DE BOMBAS Y CONJUNTO MOTOR-BOMBA, PARA BOMBEO DE AGUA LIMPIA, EN POTENCIAS DE 0,187 kW A 0,746 kW Y ETIQUETADO”. El cual indica los requisitos que debe cumplir el producto en su etapa inicial, es decir al momento que salen de la casa comercial. Estos requisitos se presentan en la tabla 1.1 para el caso de bombas y en la tabla 1.2 para el conjunto Motor-Bomba.

Tabla 1.1. Valores minimos de caudal, carga, eficiencia de la bomba que deben cumplir los equipos para manejo de agua.

VALORES MINIMOS			
Potencia (kW)	Caudal a válvula de descarga abierta, en el punto óptimo de operación de la bomba (l/min)	Carga a válvula de descarga cerrada (kPa)	Eficiencia en el punto óptimo de operación de la bomba, %
0,187	105	176,36	45
0,373	120	215,56	45
0,56	135	244,95	50
0,746	145	293,94	55

(Fuente: (INEN, 2003))

Tabla 1.2. Valores maximos de energia que conjunto motor-bomba debe cumplir, para manejo de agua.

Carga dinámica total (m.c.a)	5	8	11	14	17	20	23	26
Consumo máximo de energía (Wh) para cualquier conjunto motor bomba doméstica en potencias de 0,187 kW a 0,746 kW, para subir 1100 litros de agua potable a la altura mínima indicada, en un tiempo máximo de 20 minutos	140	155	170	225	250	300	310	370

(Fuente: (INEN, 2003))

Este reglamento utilizado, tiene un alcance muy pequeño enfocándose únicamente en equipos de bombeo domésticos con potencias bajas y utilizadas únicamente para el caso en que se trabaje con agua.

Por lo que otros sectores industriales como el petróleo, se encuentran marginados de este tipo de control.

En la industria petrolera para el caso de bombas electro-sumergibles, se utiliza las practicas recomendadas por American Petroleum Institute (API), API RP 11S "RECOMMENDED PRACTICE FOR THE OPERATION, MAINTENANCE AND TROUBLESHOOTING OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP INSTALLATIONS", y de especial manera la API RP 11S4 "RECOMMENDED PRACTICE FOR SIZING AND SELECTION OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP INSTALLATIONS", en donde toma en cuenta todos los elementos necesarios para el diseño de un proceso de bombeo artificial de petróleo utilizando bombas electro-sumergibles. Incluyendo: motor, bomba, intake, sellos protectores, y cableado. Dentro de esta guía, se analizan aspectos como relaciones PVT, correlaciones de flujo multifásico, y relaciones de desempeño de succión. Pero no da indicaciones para el mantenimiento óptimo y formas de control de este mantenimiento para conseguir equipos de bombeo operando a máxima eficiencia posible, después de cierto tiempo. En estas además explica cómo debería ser el proceso para diseñar el sistema de bombeo electro sumergible, partiendo de la recolección de datos del pozo, después plantearse un equipo de operación para esas condiciones estimadas. Y posteriormente analizar mediante programas computacionales la eficacia de ese equipo seleccionado en primera instancia, y si es necesario se debe realizar un rediseño, por lo que este es un método iterativo. El cual también debería ser ejecutado constantemente para tratar de operar bajo rangos lo más eficientemente posible con los cambios naturales que pueden existir en los pozos de petróleo.

Las recomendaciones API, son planteadas para el diseño de equipos de bombeo nuevos, para pozos nuevos o para pozos que, debido a un cambio de sus características, cambia su producción y necesita de un nuevo sistema de bombeo que se adapte a las nuevas condiciones de trabajo. Por lo que las empresas de la industria petrolera, se encuentra basándose principalmente en modelos económicos, para la toma de decisiones respecto a cambios de equipos o mantenimientos correctivos. Y no se plantea una metodología para evaluar estos mismos equipos a lo largo de su vida útil, la cual serviría para formular técnicas de optimización en el mantenimiento y consumo energético de estos equipos.

En la figura 1.1. Podemos observar el diagrama de flujo recomendado por API a seguir para el diseño de un sistema de bombeo electro-sumergible.

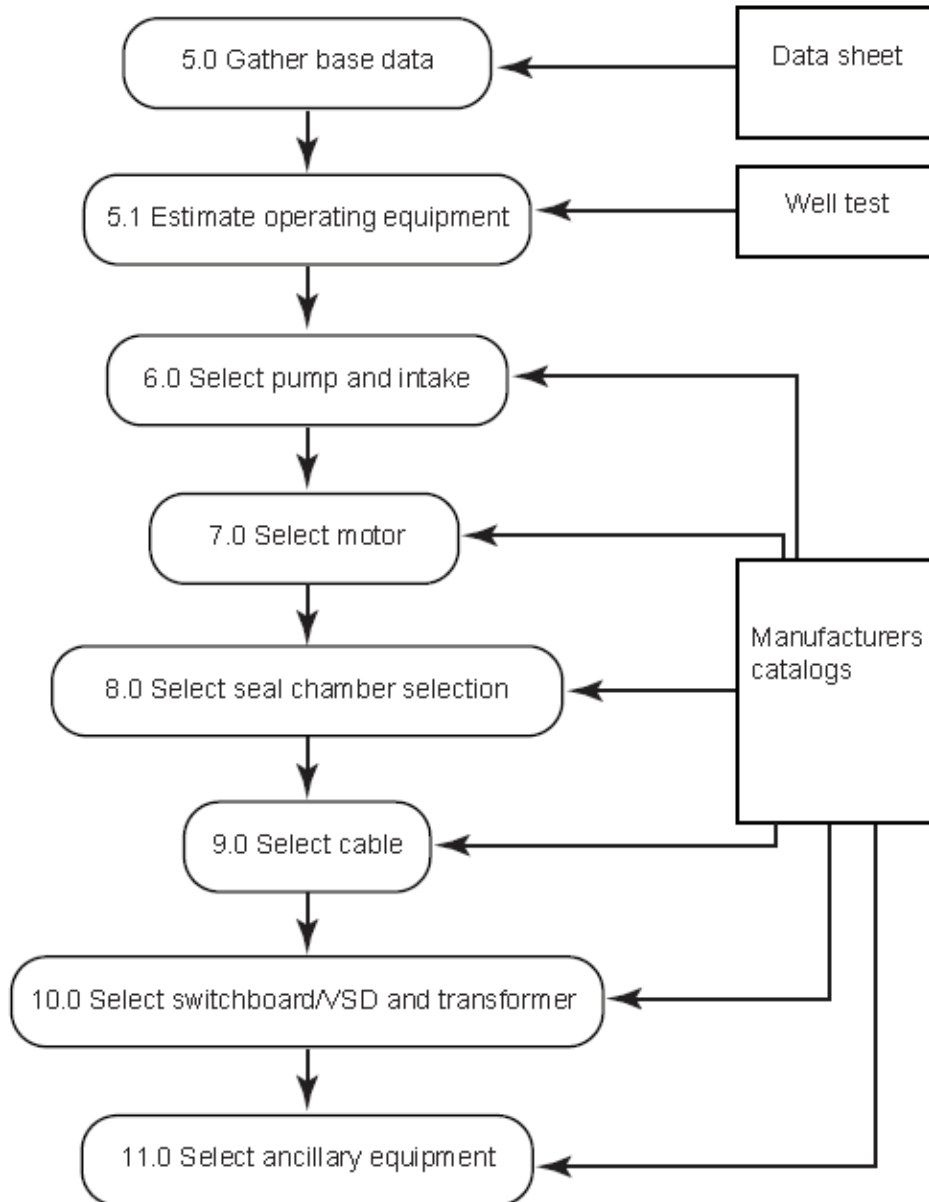


Figura 1.1. Proceso de Diseño de equipo BES.
(Fuente: (API R.P. 11S2, 1997))

En la guía API RP 11S2 “RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP TESTING”, nos indica los criterios de aceptación para bombas electro-sumergibles nuevas de fábrica, el fabricante o proveedor debe demostrar que su producto cumple con estos requisitos mínimos para obtener la certificación. (API R.P. 11S2, 1997)

La certificación es otorgada a los productos que se encuentran dentro de los rangos de operación aceptable, como se muestra en la figura 1.2.

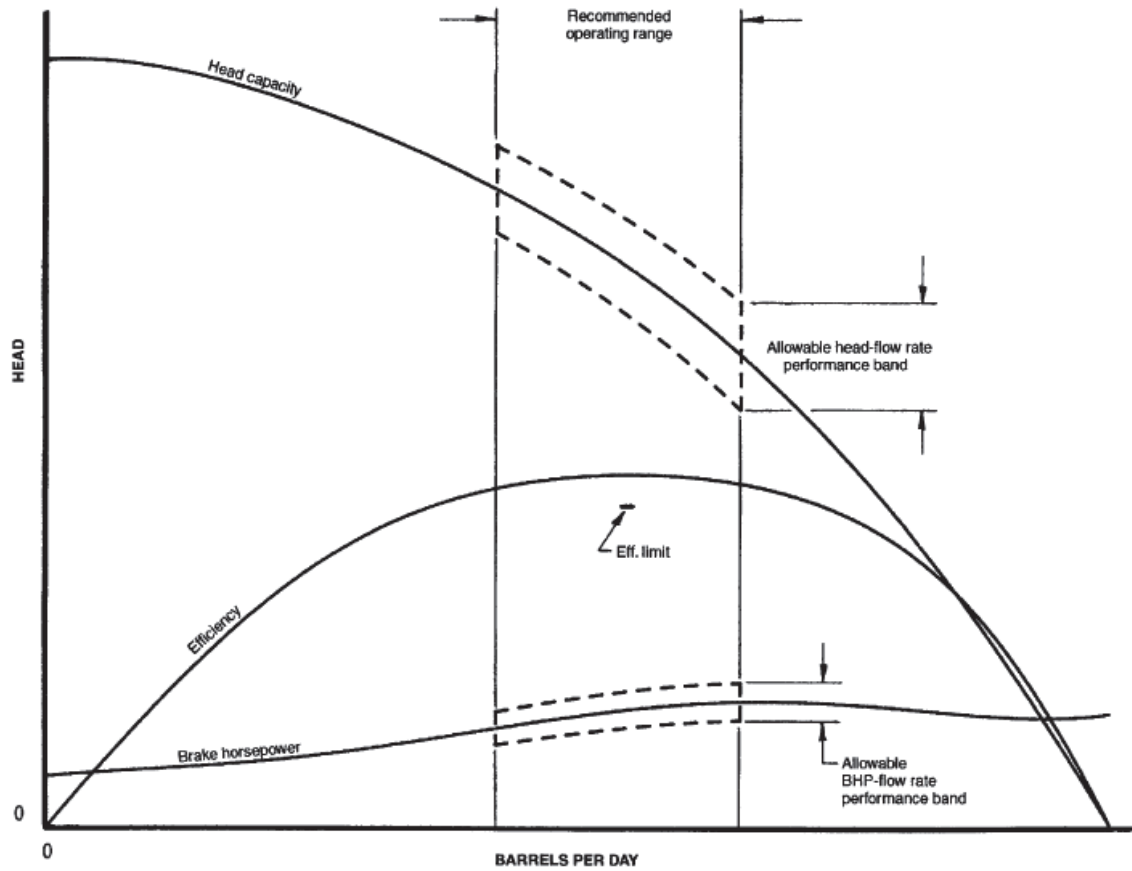


Figura 1.2. Curva de rendimiento típica de una bomba con los rangos de tolerancia.
(Fuente: (API R.P. 11S2, 1997))

En esta guía, además se presenta la fórmula 1, para calcular la eficiencia de una Bomba, tomando en cuenta solo la bomba sin el motor eléctrico.

$$EFF = \frac{\text{head} \times \text{flow rate}}{C \times BHP} \quad (1)$$

Donde:

Head: es la carga a vencer

Flow rate: caudal con el que esta operando la bomba

C: factor de conversion de unidades

BHP: Brake horse power

Realizando las pruebas podemos encontrarnos con errores debido a la precisión de los instrumentos de medida, es por esto que se incluye también valores límites que deben cumplir dichos instrumentos.

Tabla 1.3. Exactitud global requerida de la instrumentación.

Cantidad	Límite (Porcentaje de la escala total)
Caudal	±1,0%
Cabeza de carga	±1,0%
Potencia eléctrica suministrada	±2,0%
RPM	±0,5%

(Fuente: (API R.P. 11S2, 1997))

Al momento de calcular la eficiencia del equipo de bombeo encontraremos mayor cantidad de errores, ya que es una variable que depende de otras variables que pueden contener errores en sus mediciones, por lo que guía considera que la precisión de la eficiencia no debe exceder ±5,0 %. (API R.P. 11S2, 1997)

Estas son las normas y recomendaciones que se utilizan en la actualidad para equipos de bombeo electro sumergible y en especial medida en la industria petrolera. Las cuales solo consideran el control en equipos nuevos, por lo que los interesados en cumplirlas son los proveedores y fabricantes.

1.2. Eficiencia electromecánica

En la guía de gestión de la eficiencia energética, los autores Peña y Sánchez definen la eficiencia energética como “proporción u otra relación cuantitativa entre el resultado en términos de desempeño, de servicios, de bienes o de energía y la entrada de energía”. (Peña, 2012)

Esta definición nos muestra la aplicabilidad de este concepto a distintos aspectos sociales y técnicos, estableciendo que la entrada y la salida necesitan ser claramente especificados en cantidad y calidad, además de que deben poder ser medibles.

Para el caso de equipos de bombeo electro-sumergible, considerando el conjunto motor-bomba, utilizamos la eficiencia electromecánica, en donde la relación que define esta eficiencia es:

$$Eficiencia = \frac{\text{Incremento de energía mecánica del fluido}}{\text{Energía eléctrica suministrada al motor}} \quad (2)$$

Los autores (Gerardo Delgado, Miguel Rivera, etc) plantean una ecuación para cuantificar la eficiencia electromecánica en equipos de bombeo. (Ramírez G. D., 2013). Como se nota esta ecuación nos presenta la eficiencia eléctrica de forma porcentual, sin dimensiones físicas.

$$E. E. = \frac{q_v * \rho * g * TDH}{\sqrt{3} * V * I * f_p} \quad [\%] \quad (3)$$

Donde:

q_v : gasto bombeado [$m^3 seg^{-1}$]

ρ : densidad del fluido [$kg m^3$]

g : aceleración de la gravedad [$m seg^{-2}$]

TDH : carga total dinámica de bombeo [m]

V : tensión eléctrica [volt]

I : corriente eléctrica [amperes]

f_p : factor de potencia [adimensional]

Para la determinación, de la eficiencia se requieren mediciones en campo, como: tensión eléctrica (V) e intensidad de corriente (I) que pueden ser obtenidas a través de equipos como un Multímetro. El factor de potencia (fp) puede ser observado en la placa del motor, o en las especificaciones técnicas entregadas por el fabricante. Otros datos como la carga total dinámica de bombeo (TDH), deben ser calculados a través de un proceso matemático, especificando las ecuaciones utilizadas para su solución. (Buyon, 2011) (API R.P. 11S2, 1997) (Ramírez G. D., 2013)

En el caso de este estudio, se cree conveniente además del análisis de la eficiencia electromecánica de una forma porcentual, implementar un indicador de la eficiencia electromecánica. Basándonos en la definición presentada al inicio de este apartado, planteamos que este indicador sea [$m^3 kWh^{-1}$].

Esto debido a que especialmente en la industria del petróleo, las empresas tienen mayor interés en que la tasa de producción, fluido extraído, sea constante a lo largo del tiempo, por lo que este indicador nos ayudara en el análisis de la eficiencia de los equipos de bombeo y su cambio a lo largo de su vida operacional.

Considerando las necesidades de esta industria en específico, la idea de eficiencia energética planteada toma como objetivo reducir el consumo de energía, manteniendo el mismo resultado de fluido bombeado a la superficie. Por lo que las soluciones planteadas al final del presente trabajo consideran eficiencia energética a los ajustes del proceso de producción, sin reducir las prestaciones. (Fundacion Repsol, 2013) (Poveda, 2007)

En la figura 1.3., se presentan dos modelos de eficiencia energética planteados por Repsol, en el caso de este trabajo el modelo a utilizar es el del caso a).



Figura 1.3. Modelos de proyectos de eficiencia energética.
(Fuente: (Fundacion Repsol, 2013))

Algunos de los factores que pueden reducir la eficiencia electromecánica de equipos de bombeo son:

- Incorrecta selección de los equipos de bombeo.
- Abatimiento del Nivel Dinámico.
- Mantenimiento preventivo de bombas y motores inadecuado.

Hidráulica de pozos de producción de petróleo:

Para poder evaluar la eficiencia de equipos de bombeo para petróleo, debemos entender los fundamentos científicos que interactúan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos, por lo que este apartado trata de detallar, en cierta medida, todos estos fundamentos.

Definición de Yacimiento:

ESCOBAR define un yacimiento hidrocarburífero como “unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento son (1) fuente, (2) camino migratorio, (3) trampa, (4) almacenaje, porosidad, (5) transmisibilidad/ permeabilidad” (Escobar, 2000)

Ciclo de vida de un pozo:

Una vez que un yacimiento es identificado, y se determina que es económicamente viable su explotación, su ciclo de vida se puede dividir en cuatro etapas.

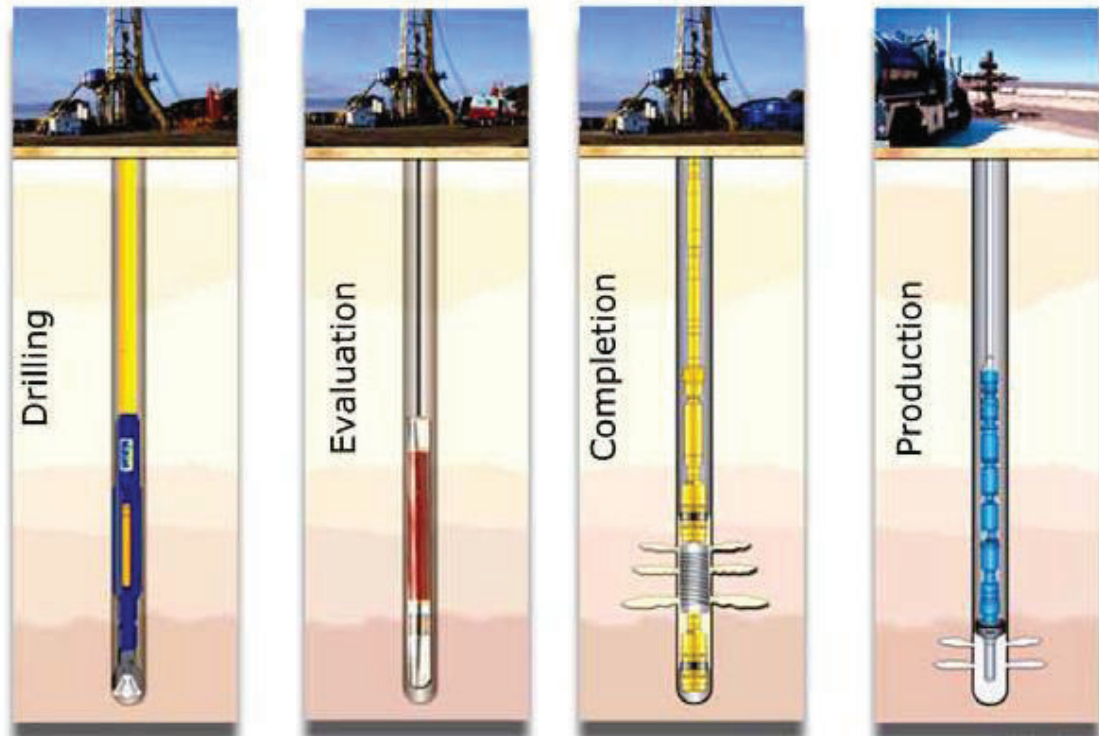


Figura 1.4. Ciclo de vida de un yacimiento.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

a. Perforación

Durante esta etapa se perfora un agujero desde la superficie de la tierra, con un diámetro de entre 5 y 36 pulgadas, para limpiar el fondo del pozo, para lubricar, y para transportar material perforado desde el fondo de pozo hasta la superficie se bombea desde la superficie fluidos, comúnmente llamado lodos. Esta técnica además ayuda a mejorar la eficiencia de la operación de perforación, ya que ayuda a reducir la fricción.

En algunos casos especiales, no se puede alcanzar el yacimiento con una perforación unidireccional, por lo que resulta necesario la implementación de equipos de perforación en distintas direcciones hasta alcanzar el yacimiento. Los pozos de petróleo se encuentran a profundidades entre 7.000 y 20.000 pies, aunque se ha encontrado casos especiales donde se debe perforar hasta 40.000 pies. (Escobar, 2000) (Centrilift, B. H., 2008)

b. Evaluación

El proceso de evaluación, analiza los datos obtenidos durante la etapa previa, para cuantificar la cantidad de petróleo y gas presentes en el yacimiento. Para conseguir estos datos fundamentales, son necesarios equipos electrónicos avanzados, fabricados de materiales especiales resistentes sobre todo a las altas temperaturas que se alcanzan a esas profundidades. Además, en esta etapa se determina el método óptimo para la extracción de los hidrocarburos, tomando en cuenta la presión que tiene el fluido en el fondo, características de las arenas de fondo, especialmente su porosidad. (Buyon, 2011) (Escobar, 2000) (Centrilift, B. H., 2008)

c. Completación

Son las actividades necesarias previas a la extracción del petróleo, una vez terminada la perforación, se ingresa tubería de acero con un diámetro ligeramente menor al diámetro del agujero inicial, después se asegura esta tubería con cemento el cual es bombeado desde el fondo de pozo y sube por el espacio entre el agujero y la tubería de acero. A esta tubería se le conoce en la industria como Casing, y es la encargada de darle integridad estructural al agujero conforme se sigue perforando a mayores profundidades. (Buyon, 2011) (Centrilift, B. H., 2008)

Una vez que es alcanzada la profundidad final deseada, se introduce un equipo armamentístico, que dispara proyectiles los cuales perforan el Casing y la cementación, permitiendo que el fluido ingrese en el pozo.

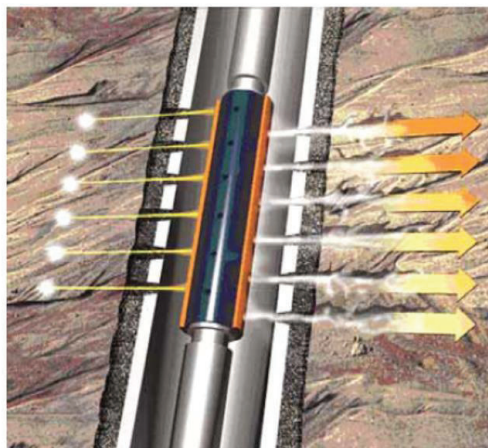


Figura 1.5. Herramienta de perforación.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

d. Producción

Cuando ya se transporta el petróleo y gas desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde ya no se encuentran los equipos de perforación y han sido reemplazados por el conjunto de elementos conocidos como cabeza de pozo o árbol de navidad, que son principalmente válvulas de control, que regulan la presión y caudal del flujo.

La cabeza de pozo no es fija, lo cual facilita el acceso al pozo para futuros trabajos de perforación o de mantenimiento.



Figura 1.6. Cabeza de pozo instalada.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

En los casos en que la presión del yacimiento sea lo suficientemente grande se puede llegar a tener flujo hasta la superficie de forma natural, es decir sin la necesidad de utilizar un equipo de bombeo extra.

Para la mayoría de casos es necesario implementar técnicas de levantamiento superficial, debido a que la presión del yacimiento no es lo suficientemente alta, entre estas técnicas se encuentran: bombeo mecánico, bombeo hidráulico, sistemas de cavidades progresivas, las bombas de varilla, el levantamiento con gas (Gas Lifting) y las bombas electro sumergibles. (Buyon, 2011) (Escobar, 2000)

1.2.1. Bombas Electro sumergibles

Los equipos de bombeo electro-sumergible, incluyen todos los componentes necesarios para transformar la energía eléctrica enviada desde la superficie, en energía rotacional para el eje del motor, que hace funcionar la bomba y esta entrega energía en forma de presión para que este pueda subir hasta la superficie.

Los componentes típicos suelen ser:

- Bomba
- Separador de gas
- Sello
- Motor eléctrico
- Cableado
- Controles del motor
- Sensores

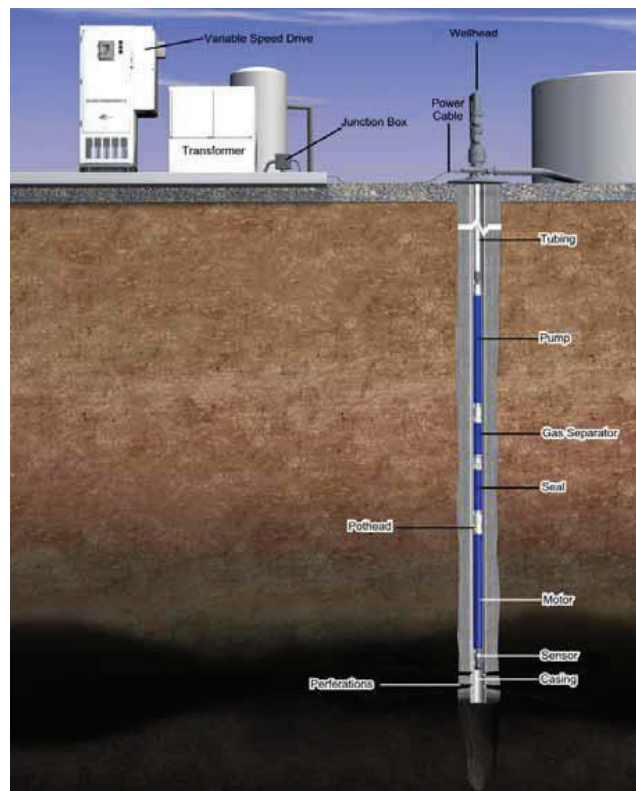


Figura 1.7. Cabeza de pozo.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

En el presente trabajo, se enfocará en el análisis de la bomba, motor eléctrico y cableado. Debido a que son los elementos más determinantes respecto al consumo energético durante la operación.

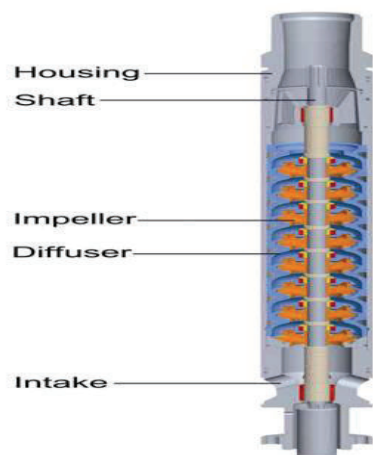
Los equipos de bombeo electro-sumergible tiene las características de que permite la producción de flujo, incluso en condiciones extremas como: Altas temperaturas, alto porcentaje de gas, alta viscosidad, ambientes abrasivos y corrosivos, y en pozos configurados con altas desviaciones, incluso horizontales. (Buyon, 2011) (Brown, 1977)

Otra de las ventajas de esta técnica de bombeo es que puede trabajar incluso con presiones bajas en el fondo del pozo, aunque esta presión nunca puede llegar a cero, porque el equipo no podría trabajar. Conforme se bombeo el fluido la presión de fondo suele ir disminuyendo, por lo que este equipo permite trabajar en los pozos durante más tiempo, en comparación con otras técnicas de bombeo. (Brown, 1977)

Bombas:

Las bombas de equipos electro-sumergibles son generalmente de múltiples etapas, para convertir la energía de rotación del eje en fuerzas centrífugas que levantan el fluido desde el pozo hasta la superficie.

Cada etapa aporta con una cantidad específica de energía fluido, el número de etapas es determinado multiplicando la presión que aporta cada etapa hasta alcanzar un valor lo más cercano pero mayor a la presión necesaria para levantar el fluido hasta la superficie, vencer las perdidas por rozamiento, y tener una presión base determinada en la cabeza de pozo. (Brown, 1977)



Está compuesta por cuatro elementos básicos:

- Eje
- Impeller
- Difusor
- Carcasa

Figura 1.8. Vista en corte de una bomba electro-sumergible.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Eje – Es el elemento que conecta el motor eléctrico con la bomba, pasando por el separador de gas y la sección del sello.

Impeller – Está conectado con el eje, por lo que rota con la misma velocidad angular. Mientras rota entrega fuerza centrífuga al fluido producido. En la Figura 1.9. Podemos identificar sub elementos del Impeller.

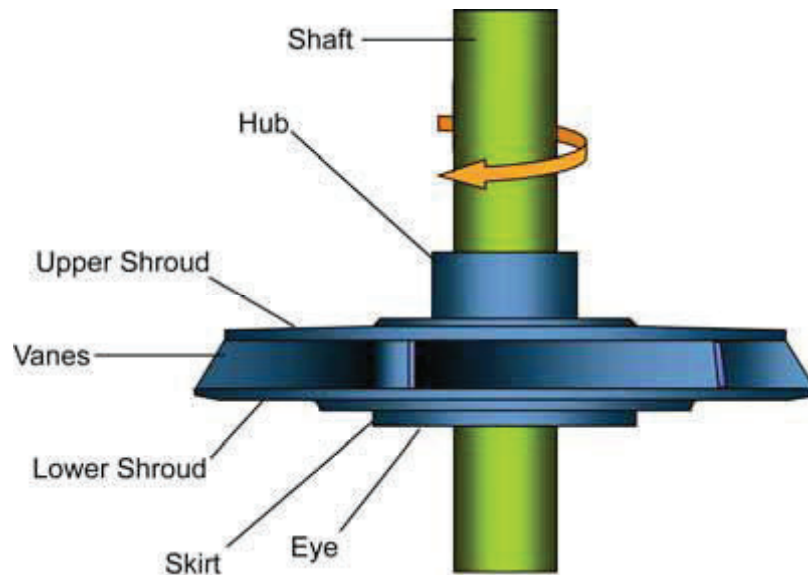


Figura 1.9. Impeler y sus subcomponentes.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Difusor – Es un componente fijo, que le da acceso al fluido a la siguiente etapa de la bomba.



Figura 1.10. Fotografía de una etapa de bomba centrífuga.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

El caudal de descarga de una bomba electro-sumergible centrífuga, depende de la velocidad rotacional a la que esté trabajando (rpm), la carga del sistema en donde esté funcionando la bomba, y las propiedades físicas del fluido que se está bombeando.

Los fabricantes de cada bomba presentan graficas que contienen las curvas de desempeño de sus bombas, estas curvas son realizadas para una velocidad estándar de 3500 rpm, con las propiedades de un fluido en específico.

La figura 1.11. muestra la relación entre la cabeza de presión que puede transmitir la bomba al fluido y el caudal con el que estaría operando, además indica la eficiencia de la bomba y la cantidad de energía, Brake Horsepower, que necesita la bomba para operar. Estas graficas se realizan comúnmente para una sola etapa.

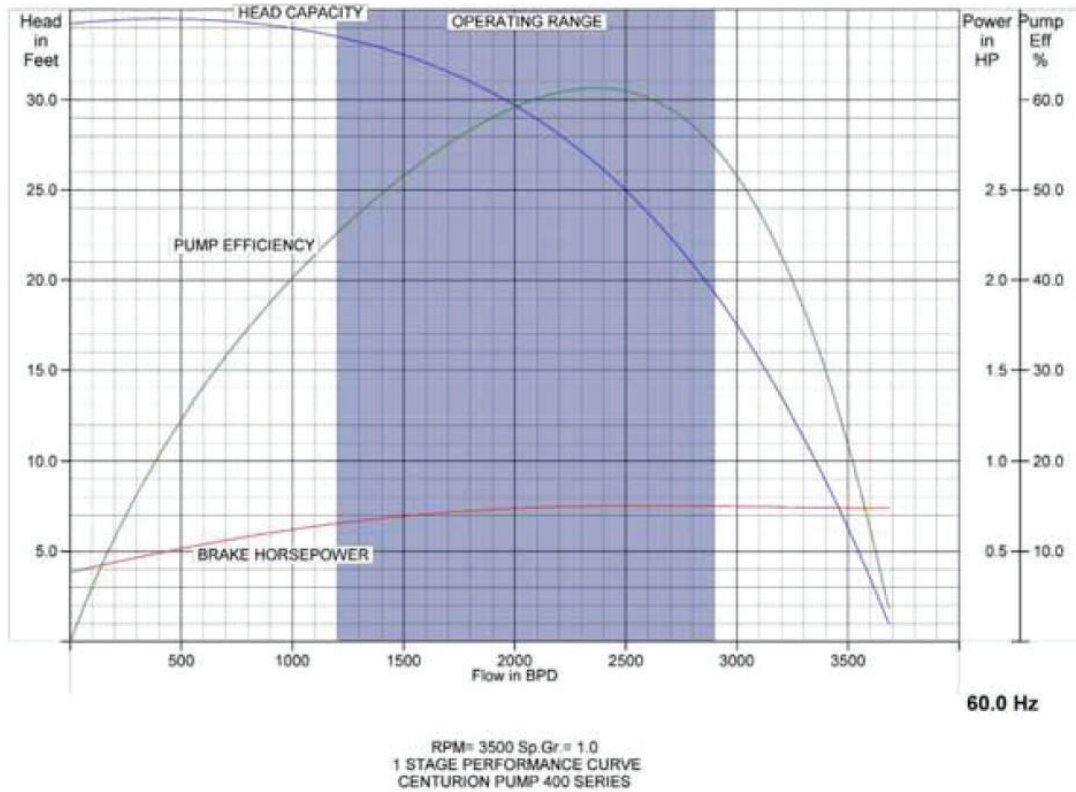


Figura 1.11. Curva de una bomba.
(Fuente: (Centriflitt, B. H., 2008))

Para obtener la gráfica de la cabeza de presión desarrollada por la bomba, aplicamos el principio de turbo-maquinas, considerando un número infinito de alabes y flujo unidimensional.

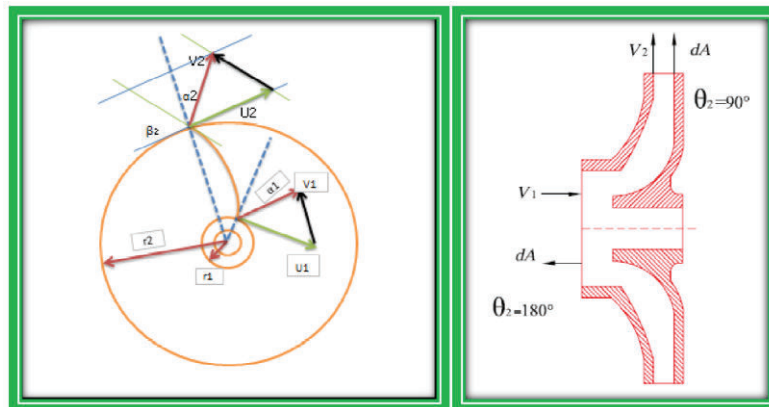


Figura 1.12. Corte de un rodete.
(Fuente: (PEREZ MARROQUIN & LOPEZ, 2012))

A partir de la ecuación de Euler para la altura ideal desarrollada por la bomba centrífuga, obtenemos la curva ideal de la bomba en función de la velocidad de rotación, radio del rodete, el ángulo del alabe y el caudal.

$$H_B = \frac{4 * \pi^2}{g} N^2 * (r_2^2 - r_1^2) - \left(\frac{1}{\tan \beta_2} - \frac{1}{\tan \beta_1} \right) * \frac{N * Q}{\epsilon * g} \quad (4)$$

Reemplazando variables:

$$a = \frac{4 * \pi^2}{g} * (r_2^2 - r_1^2) \text{ y } b = \left(\frac{1}{\tan \beta_2} - \frac{1}{\tan \beta_1} \right) * \frac{1}{\epsilon * g}$$

Obtenemos

$$H_B = a * N^2 - b * N * Q \quad (5)$$

La ecuación 5. Representa la curva de una bomba ideal, para tener los resultados reales debemos añadir el término de las pérdidas debidas al rozamiento cuando el fluido pasa a través del rodete, concluyendo con la ecuación 6.

$$H_B = a * N^2 - b * N * Q - c * Q^2 \quad (6)$$

Donde el factor C, es determinado por el material con el que fue fabricada la bomba. (Zamora Aizaga, 2012)

De esta manera, los fabricantes realizan la curva característica H vs Q de los modelos de sus bombas, en el presente trabajo no es de interés realizar estas curvas, ya que estos valores determinan las características de la bomba en la etapa inicial y no durante su operación.

Por lo que, a partir de los datos presentados por el fabricante se realiza un ajuste, a través de métodos numéricos, a una función cuadrática para construir esta curva en específico, y realizar el análisis de las bombas utilizadas en este campo petrolero.

La curva de la energía necesaria solo se puede obtener a partir de datos obtenidos de pruebas realizadas en la bomba, y a partir de estos datos también podemos calcular la eficiencia de la bomba, basándonos en la ecuación 7. (ALVAREZ, 2011)

$$\%Eficiencia = \frac{Head * Capacity * Specific Gravity * 100}{3,960 * BHP} \quad (7)$$

Motor:

Su función principal es convertir la energía eléctrica que recibe, en movimiento rotacional de un eje. Este eje se conecta al Impeller de una bomba consiguiendo que el movimiento sea transmitido al fluido deseado.

En la figura 1.13. Podemos observar algunos de los elementos principales de un motor.

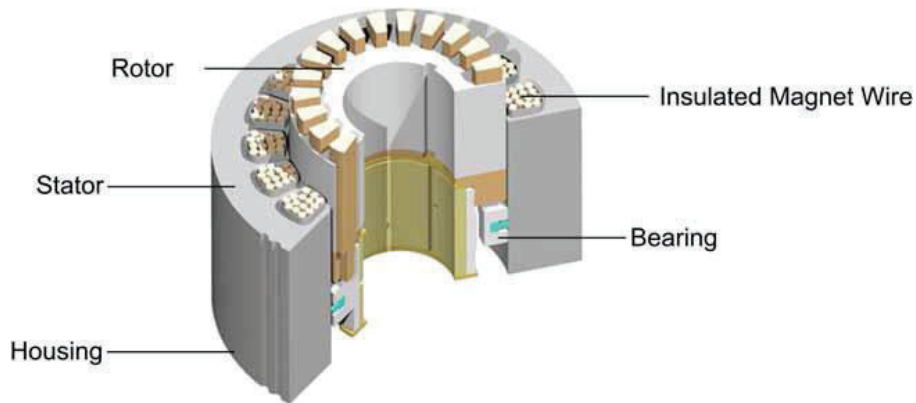


Figura 1.13. Vista en corte de un motor eléctrico para equipo BES.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Los motores utilizados para equipos de bombeo electro-sumergible generalmente son bipolares, de tres fases, inductivos con jaula de ardilla. Suelen trabajar a 60 Hz y alcanzando hasta 3600 rpm. Trabajando en rangos de Voltaje desde 230 volts hasta 7,000 volts. Necesitan un amperaje de entre 12 a 343 amperios. Los motores trifásicos tienen tres cables, uno para cada fase, distribuidos uniformemente a lo largo del diámetro. (WATERGY MEXICO, 2011)

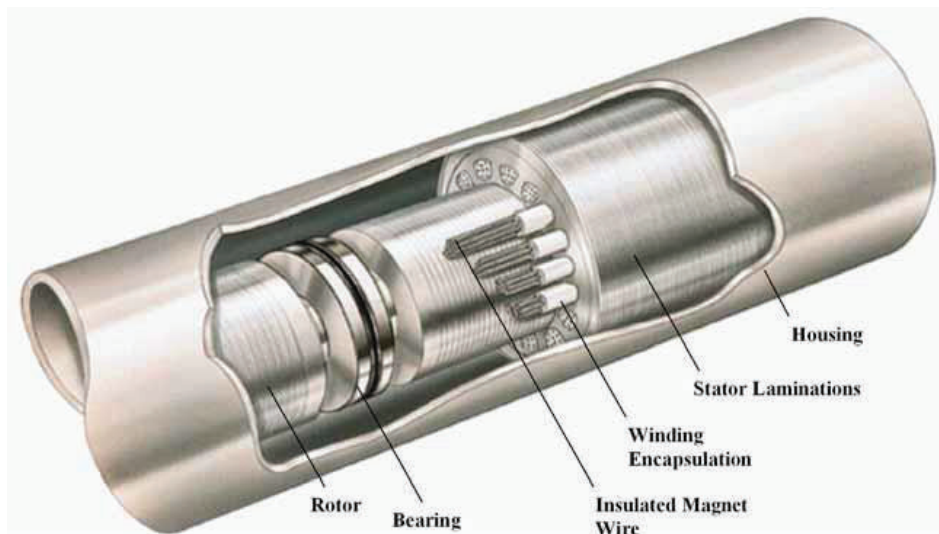


Figura 1.14. Vista en corte de un motor y sus elementos.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Para que exista un flujo de corriente en el rotor del motor, es necesario que exista movimiento relativo entre el rotor y el campo magnético sincrónico en el espacio vacío. La velocidad de este campo magnético es expresada a través de la siguiente ecuación.

$$N = \frac{3,600 * f}{60} \quad (8)$$

Donde:

N= revoluciones sincrónicas por minuto

F=frecuencia

Teniendo una frecuencia fija de 60 Hz, y también un número fijo de polos, usualmente dos, se consigue que la velocidad sincrónica sea de 3,600 rpm. Para conseguir que haya movimiento relativo entre el rotor y el campo magnético, el rotor debe tener una velocidad inferior. Esta diferencia de velocidad es conocida comúnmente como, slip, teniendo valores de entre 80 y 150 rpm. Conforme sea mayor la carga a la que trabaja el motor, el slip va a ser mayor. (Centrilift, B. H., 2008)

Los motores de inducción con jaula tipo ardilla, son los de más fácil construcción y también son los más confiables, principalmente porque no requieren de una conexión eléctrica al rotor. Además, con estos se consigue las mayores eficiencias en el mercado. Todos los motores tienen sobre su carcasa una placa, la cual indica sus principales características: Voltaje, amperaje, y potencia requerida, algunos incluyen el factor de potencia.

El torque que produciría el motor cargado totalmente a su velocidad nominal, se lo conoce como torque nominal. El torque es la fuerza transmitida al eje del motor, si se tiene un torque muy alto y el eje no es fabricado de un material apropiado éste podría romperse. Para obtener el torque generado se utiliza la siguiente ecuación. (Centrilift, B. H., 2008)

$$T = \frac{HP * 5,252}{RPM} \quad (9)$$

Donde:

T = Torque motor

HP = Horsepower

La Eficiencia del motor es la relación de la potencia de salida y la potencia que recibe el motor a través de los cables eléctricos, generalmente expresada en porcentaje. La energía de salida es mecánica, mientras que la de entrada es eléctrica, por lo que existe una transformación de la energía. Las cuales pueden ser calculadas a través de las siguientes formulas. (Buyon, 2011)

$$Potencia\ de\ salida = \frac{RPM * T}{5,252} [HP] \quad (10)$$

$$Potencia\ de\ entrada = \frac{1.732 * V * I * Factor\ de\ potencia}{746} \quad (11)$$

Donde:

T = Torque del motor [lb – ft]

V = Voltaje suministrado [V]

I = Amperaje suministrado [Amperios]

Las eficiencias de los motores eléctricos varían de entre 80 y 90 por ciento, variando en función de la carga a la que se encuentre trabajando. En la figura 1.15. Podemos encontrar las curvas características de un motor. Las cuales suelen ser obtenidas a partir de datos registrados por dinamómetros. (Centrilift, B. H., 2008)

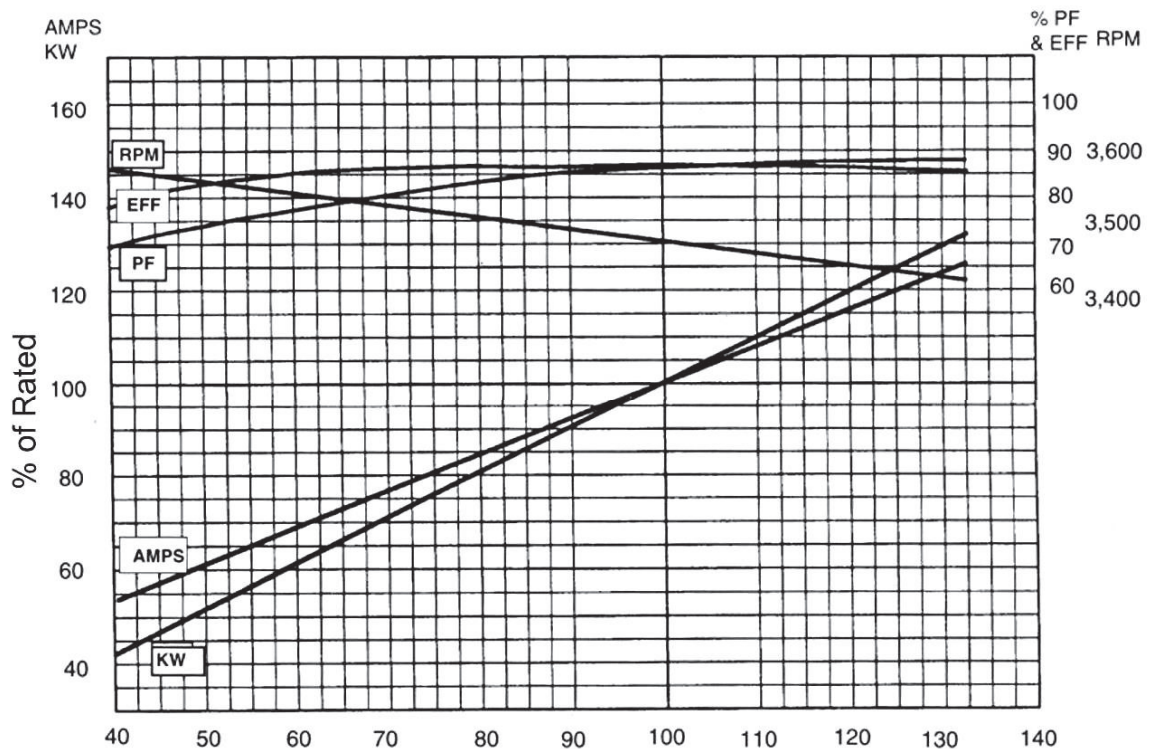


Figura 1.15. Curvas características de un motor para BES.

(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

La curva de desempeño, muestra el comportamiento real del motor trabajando con distintas cargas, pero voltaje y frecuencia constantes. Esto quiere decir que estas curvas no contemplan el uso de variadores de frecuencia, los cuales suelen ser usados comúnmente en la industria del petróleo. La figura 1.15. nos muestra que cuando la carga incrementa, la velocidad del eje disminuye, mientras que la corriente eléctrica y potencia de entrada aumentan.

Otro aspecto importante a considerar en la eficiencia electro-mecánica de un equipo de bombeo, es la temperatura que alcanza el motor durante su operación, ya que esta variable nos indica cuanta energía se está disipando en forma de calor. La figura 1.16. Nos muestra como la temperatura aumenta conforme varía la velocidad del fluido y también como afecta la viscosidad del fluido con el que se está trabajando.

Ademas, a causa de un mal funcionamiento del equipo de refrigeración el cableado puede deteriorarse, debido a las altas temperaturas sobre todo al fondo del pozo, generando errores en las mediciones tomadas por los sensores, y haciendo que se tomen medidas correctivas incorrectas.

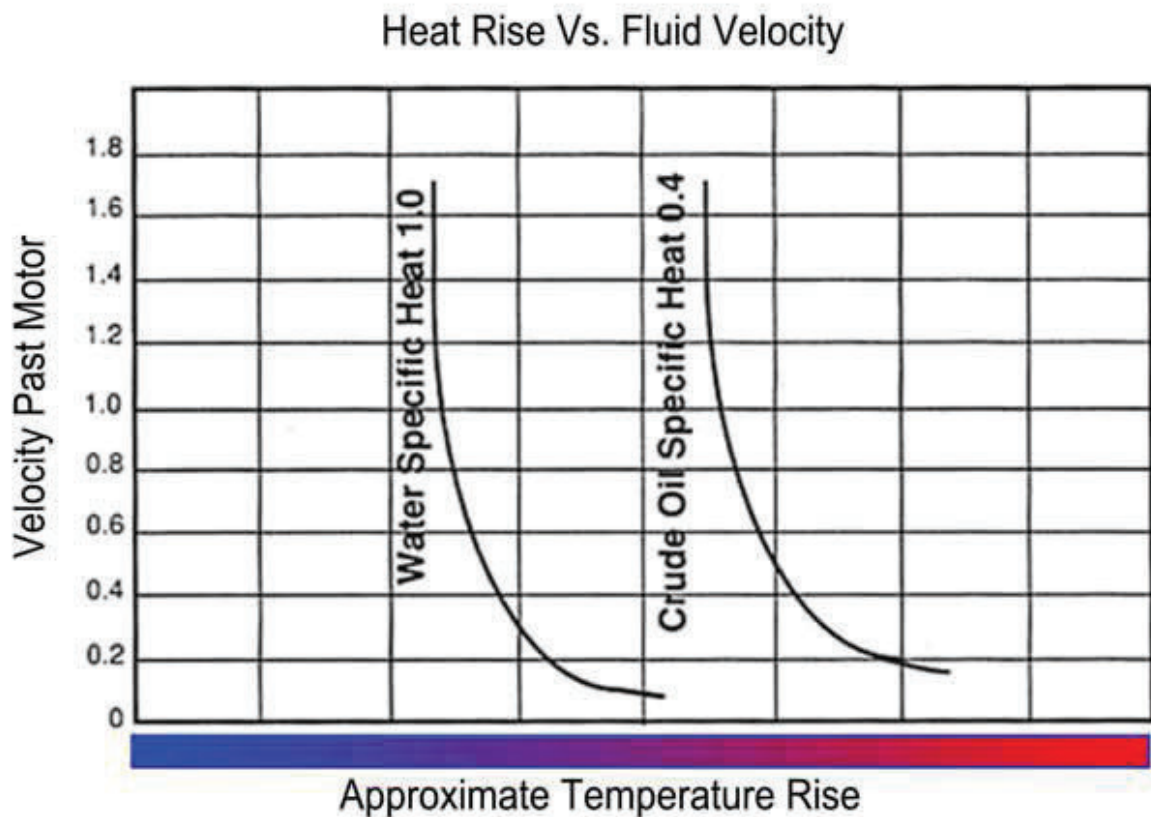


Figura 1.16. Cuadro generalizado del incremento de temperatura en un motor.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Cableado:

El cable es el elemento esencial para suministrar energía desde la superficie al motor sumergido en el pozo, está conformado por cable trifásico que debe ser construido con una carcasa corrugada para prevenir danos mecánicos, además esta protección permite mantener las propiedades físicas y eléctricas del cable incluso al estar expuesto a líquidos y gases con altas temperaturas.

El cable tiene principalmente cuatro componentes básicos: conductor, aislante, envoltura y carcasa. Los cuales podemos identificar en la figura 1.17., además en la figura se presentan dos tipos de construcciones de cable más utilizadas.

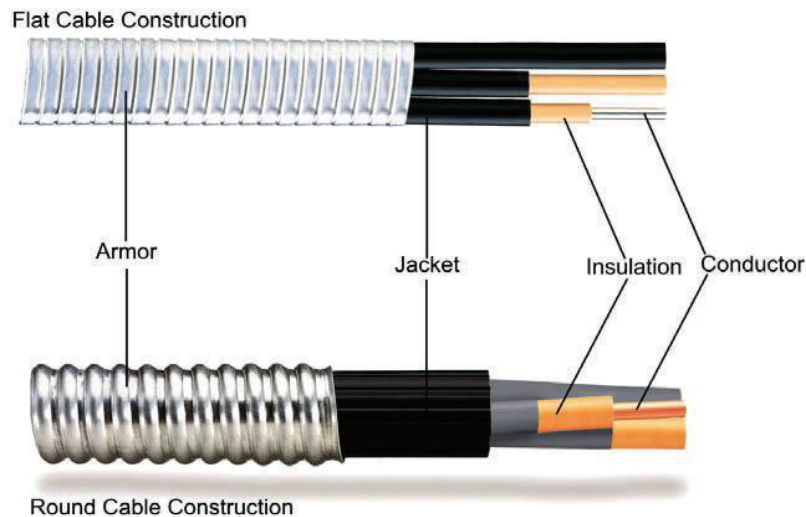


Figura 1.17. Vista en corte de cable plano y cable redondeado.
(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

Debido a la naturaleza extrema y variante de los pozos de petróleo, el cable debe ser resistente en un amplio rango de operación. Se consigue una vida útil efectiva prolongada, previniendo daños mecánicos y de descompresión.

Los daños por descompresión ocurren cuando los gases disueltos en el petróleo se pegan y disuelven en la envoltura y el aislante del cable, ya que estos elementos suelen ser de materiales derivados de petróleo. Al reducir la presión se empiezan a formar burbujas las cuales quedan atrapadas dentro del aislante, provocando menor eficacia del mismo. Uno de los métodos para evitar este tipo de daño es utilizar una lámina impermeable que impida el contacto de los gases con el aislante. (API R.P. 11S2, 1997)

Los daños mecánicos en el cableado suelen darse primordialmente durante las etapas de transporte e instalación. Durante la operación el factor que debilita a los cables son los fluidos corrosivos y los gases.

Tabla 1.4. Productos de cableado Centrilift.

Description						
Product	Conductor	Insulation	Covering	Jacket	Configuration	Armor
CPE	C opper	Poly P ropylene		Poly E thylene	R ound	N/A
CTT	C opper	T hermoplastic		T hermoplastic	F lat	Galvanized steel, stainless steel, or Monel™
CPN	C opper	Poly P ropylene		N itrile	R ound or F lat	
CEN	C opper	E PD M		N itrile	R ound or F lat	
CEBN	C opper	E PD M	B arrier	N itrile	R ound	
CEBE	C opper	E PD M	B arrier	E PD M	R ound	
CEBE(-HT)	C opper	E PD M	B arrier	E PD M	R ound	
CEE	C opper	E PD M	T ape & B raid	E PD M	R ound or F lat	
CPL	C opper	Poly P ropylene	L ead		F lat	
CEL	C opper	E PD M	L ead		R ound or F lat	

(Fuente: (Centrilift, B. H., 2008))

La tabla 1.4. Muestra la nomenclatura para los tipos de cables disponibles en el mercado, del fabricante Baker Hughes.

1.3. Normas de control sobre eficiencia electromecánica en otros países.

1.3.1. Norma Oficial Mexicana NOM-006-ENER-2015, Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación. Límites y método de prueba.

Esta norma establece los valores mínimos de eficiencia energética que deben cumplir los sistemas de bombeo para pozo profundo en operación, instalados en campo y especifica el método de prueba para verificar el cumplimiento de estos valores. Aplica para bombas verticales con motor eléctrico y a las bombas sumergibles, en el intervalo de potencias de 5,5 – 261 kW (7,5 – 350 hp)

Se determina la eficiencia electromecánica utilizando las siguientes ecuaciones.

$$eficiencia = \frac{P_s}{P_e} * 100 \quad (12)$$

$$P_s = Potencia de salida = Q_v * \rho * g * H \quad (13)$$

$$P_e = Potencia de entrada al motor = \sqrt{3} * V * I * f_p \quad (14)$$

Donde:

$$Q_v = flujo volumetrico \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

$$\rho = densidad del fluido bombeado \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

$$G = aceleración de la gravedad \left[\frac{m}{s^2} \right]$$

$$H = carga total de bombeo [m.c.a]$$

$$V = tensión eléctrica [V]$$

$$I = corriente eléctrica [A]$$

$$f_p = factor de potencia, adimensional$$

Tabla 1.5. Valores mínimos de eficiencia para bombeo electro sumergible según norma NOM - 006-ENER-2015.

Intervalo de Potencias		Eficiencia electromecánica (conjunto motor bomba) (%)	
kW	Hp	Bomba con motor sumergible	Bomba con motor externo
5,6 - 14,9	7,5 - 20	35	52
15,7 - 37,3	21 - 50	47	56
38,0 - 93,3	51 - 125	57	60
94,0 - 261	126 - 350	59	64

(Fuente: (Mexicana, 2013))

Esta norma no puede basarse a partir de muestreo, ya que cada pozo de bombeo debe ser evaluado periódicamente.

Cuando un sistema de bombeo no alcance este nivel será necesario rehabilitarlo para reducir su consumo de energía con el fin de contribuir a la preservación de los recursos energéticos y la ecología, además de evitar que el usuario tenga que pagar por un consumo excesivo e improductivo.

1.3.2. Recomendaciones energéticas en sistemas de bombeo elaborado por el programa de tecnologías industriales.

De acuerdo a un estudio elaborado por el departamento de energía de Estados Unidos (DOE), la eficiencia de los equipos de bombeo puede disminuir hasta un 10% antes de ser reemplazado, y los valores eficiencia más comunes oscilan entre 50% a 60%. Además, en este documento nos comenta “Debido a que estas ineficiencias no son visibles, las oportunidades de ahorro energético, reparando o reemplazando componentes y optimizando los sistemas de bombeo suelen pasarse por alto.” (D.O.E, U.S, 1999)

Este documento presenta la eficiencia del sistema considerando motor, bomba, y componentes auxiliares, como se presenta en la figura 1.18.

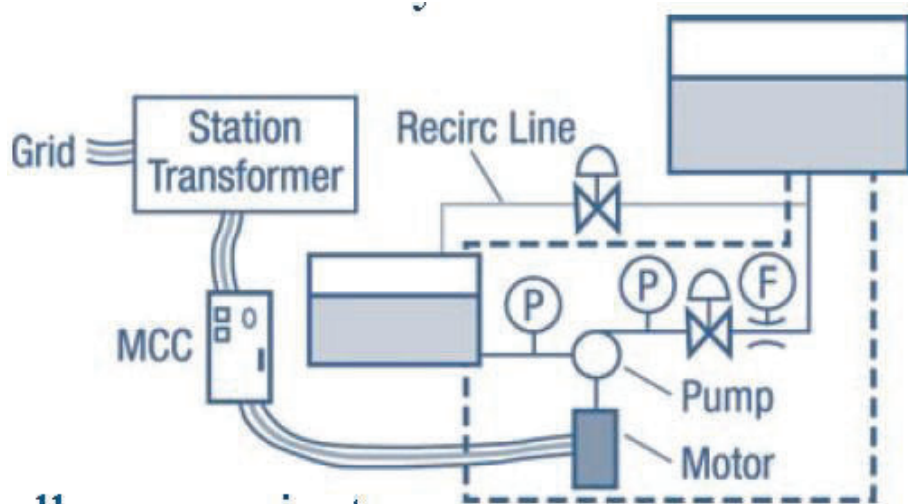


Figura 1.18. Sistema de bombeo.
(Fuente: (D.O.E, U.S, 1999))

Y define a la eficiencia a través de la siguiente ecuación.

$$n_{sys} = \frac{Q_{req} * H_{req} * SG}{5308 * P_e} \quad (15)$$

Donde:

Q_{req} = caudal requerido, en galones por minuto

H_{Req} = Cabeza de descarga, en pies

SG = gravedad específica

P_e = Potencia eléctrica suministrada al motor

Además, este estudio presenta una ecuación para los ahorros energéticos potenciales.

$$\text{Ahorros} = kW_{in} * t * \left(1 - \frac{n_a}{n_0}\right) \quad (16)$$

Donde:

Ahorros = ahorro energetico, en kWh por año

kW_{in} = energia electrica suministrada en kW

t = horas de operacion anualmente

n_a = eficiencia del sistema actual, calculada en campo

n₀ = eficiencia energetica optima

Para mejorar la operación de los sistemas de bombeo, el departamento de energía presenta un grupo de acciones sugeridas. (D.O.E, U.S, 1999)

- Realizar un inventario de los equipos de bombeo, y someterlos a pruebas de eficiencia periódicamente.
- Programar pruebas de eficiencia electro-mecánica.
- Identificar las bombas que estén sobredimensionadas, mal aplicadas, ahogadas y que tengan fugas.
- Los caudales pueden ser medidos a través de instrumentación instalada, o preferiblemente con herramientas independientes como un medidor de flujo sónico (tipo Doppler) o un tubo pivot y un manómetro
- Identificar bombas que estén trabajando en puntos por debajo de los presentados por el fabricante en las curvas características de la bomba, estimar los ahorros energéticos posibles a través de restaurar el sistema a su eficiencia original.
- Identificar bombas que trabajen con caudales 30% o mayor del punto del caudal de máxima eficiencia presentada por el fabricante, o sistemas que presenten desbalances mayores al 20%.
- Determinar la rentabilidad de cada mejora.
- Un equipo de mayor eficiencia energética frecuentemente requiere una inversión de capital mayor que otro de menor eficiencia, aunque la inversión de capital adicional, por lo general genera ahorros anuales en el consumo de energía eléctrica.

2. METODOLOGÍA.

2.1. Metodología.

Para evaluar la eficiencia de un equipo de bombeo, debemos saber la cantidad de trabajo que debe realizar el equipo, este trabajo está definido por la variable TDH (Total Dynamic Head) por sus siglas en ingles.

Para el cálculo de esta variable en este trabajo se utiliza la siguiente ecuación.

$$TDH = \text{Levantamiento neto} + \text{Perdidas por friccion} \quad (17) \\ + \text{Presion deseada en el pozo}$$

Que a su vez se podemos extender en las siguientes ecuaciones (Centrilift, B. H., 2008)

$$\text{Levantamiento Neto} = \text{Profundidad de la bomba} - \left(\frac{PIP * 2,31 \frac{ft}{psi}}{G.E.} \right) \quad (18)$$

Las pérdidas por fricción se plantea calcularlas a través de la ecuación de Colebrook la cual, es la más aceptada universalmente. (Buyon, 2011)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 * \log\left(\varepsilon + \frac{21,25}{Re^{0,9}}\right) \quad (19)$$

Donde:

f = factor de friccion

ε = rugosidad de la tuberia

Re = Numero de Reynolds

Y la presión deseada del pozo, es un dato ya establecido en el diseño del pozo, con el cual contamos a través de las pruebas de bombeo que se realizan periódicamente en el pozo.

2.1.1. Aspectos técnicos para la selección de los pozos a analizar.

- Reservas remanentes.

Planteándose como objetivo primordial, que las tareas de optimización de un pozo resulten económicamente viables y rentables, se debe verificar que la cantidad de reservas del pozo aseguran ganancias monetarias para el Consorcio petrolero Petro-Sud.

- Presión del punto de burbuja.

Este parámetro define la presión mínima a la que aparece la primera burbuja de gas, se debe evitar llegar a esta presión baja, para disminuir la cantidad de gas transportado. Al bombear mayor cantidad de gas la eficiencia volumétrica de la bomba empieza a disminuir. (Brown, 1977)

Tabla 2.1. Presiones del punto de burbuja.

Pozo	Presión punto de burbuja [Psi]	Pozo	Presión punto de burbuja [Psi]
Palanda 01	710	Yuca Sur 11	710
Palanda 02	710	Yuca Sur 12	610
Palanda 04	660	Yuca Sur 14	610
Yuca Sur 01	290	Yuca Sur 19	610
Yuca Sur 04	660	Sami 01	520
Yuca Sur 08	710	Sami 02	520
Yuca Sur 09	710		

(Fuente: Pruebas de bombeo en el bloque 64)

- Relación Gas-Petróleo

Es la proporción entre el volumen de gas y el volumen de petróleo producido, conocido en la industria como GOR. Experimentalmente se ha concluido que, a mayor GOR, la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye, debido a que existe mayor cantidad de gas bombeado. (Buyon, 2011)

- Viscosidad

Es un parámetro relevante en el diseño inicial y durante la evaluación de los equipos de bombeo ya que, si su valor es alto o se incrementa en el tiempo, el consumo energético del motor es mayor. Y la eficiencia volumétrica de la bomba tiende a disminuir. (Buyon, 2011)

- Corte de agua

También conocido por su traducción al inglés, Water Cut, indica la relación entre la cantidad de agua y sedimentos con la cantidad total de fluido producido. Cuando existe un corte de agua alto se lo debe considerar para el análisis de la viscosidad del fluido total, además la presencia de agua suele generar fenómenos de corrosión afectando los equipos de bombeo. (Buyon, 2011) (Escobar, 2000)

- Temperatura

La temperatura es un factor determinante al momento de evaluar la eficiencia de cualquier equipo eléctrico o mecánico, ya que es un indicador de la cantidad de energía no útil que está generando el sistema. Operar con altas temperaturas, afecta principalmente el rendimiento del motor eléctrico, ubicado al fondo del pozo. Por lo que las mediciones deben ser hechas principalmente a la temperatura con que ingresa el fluido en la bomba y la temperatura con la que está operando el motor. (Buyon, 2011)

- Frecuencia

Es el número de ciclos realizados en un segundo, su unidad de medida es el Hertz. En la industria del petróleo, es común utilizar variadores de frecuencia o VSD, este es un dispositivo que se encarga de modificar la frecuencia de operación del motor, y esto ocasiona que otros parámetros varíen como la velocidad de la bomba o la tasa de producción de fluido. Sirve principalmente para hacerle operar a la bomba en condiciones de máxima eficiencia frente a cambios externos. (Buyon, 2011)

- Voltaje

También conocido como diferencia de potencial entre dos puntos, es la energía necesaria para mover una carga, se le mide en Voltios. Debido a la existencia de esta diferencia de potencial eléctrico, se produce el movimiento de carga o corriente eléctrica. (Buyon, 2011)

- Intensidad de corriente

Es la cantidad de carga que circula por segundo a través de una sección de un conductor, o en nuestro caso el cable. Su unidad de medida es el Ampere, este es uno de los parámetros indicadores de la energía que se está empleando para la operación de bombear el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. (Buyon, 2011)

- Factor de potencia.

El factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, este valor fijo que puede estar entre 0 y 1, se lo encuentra en la placa del motor junto con otros valores importantes de operación para el motor. (Buyon, 2011)

2.1.2. Recolección de datos

Para la obtención de la eficiencia electromecánica de los equipos de bombeo y su posterior optimización, es necesario disponer de datos reales y valores de las variables que influyen en el proceso de bombeo, los cuales son obtenidos de historiales de producción y de reacondicionamiento los cuales son registrados por el consorcio petrolero Petro-Sud, y pusieron a disposición para la realización de este trabajo.

A través de estos historiales y su análisis, es posible verificar las condiciones originales de cada reservorio y las características de los hidrocarburos in situ originales, también se puede pronosticar las tasas de producción y recuperaciones futuras necesarias. Lo que ayuda para la planificación de futuros proyectos en el reservorio, tales como terminaciones de pozos existentes, perforación de nuevos pozos, compresión de gas o recuperación asistida.

Historiales de producción.

Los historiales de producción registran las tasas de producción que tiene determinado pozo durante un periodo de tiempo específico, generalmente son datos mensuales.

Además, en este documento se puede observar los cambios que se presentan en el comportamiento del pozo desde su completación y anotar observaciones presentadas durante la operación.

En el anexo 1. Se presentan los historiales de producción de los pozos que se seleccionaron para este trabajo. Y en la tabla 2.2. se encuentra un modelo de las variables que se toman en cuenta para la evaluación de la eficiencia electro-mecánica de los equipos de bombeo de los pozos en el bloque 64 "Palanda Yuca-Sur", estos datos son obtenidos de las pruebas de producción realizadas durante el mes de abril del 2018.

Tabla 2.2. Propiedades electromecánicas de los pozos de petróleo.

Pozo	P. intae [Psi]	BFPD	WC	API @ 60 F	T. intake [F]	T. motor [F]	Frecuencia [Hz]	Voltaje [V]	Amperaje [A]	Factor de potencia
Palanda 01	1.957	1.980	95%	19,2	N/R	N/R	42,7	2.781	68	0,8
Palanda 02	2.314	1.730	95%	18,7	199	197	60	3.349	33	0,8
Palanda 04	817	622	67%	20,2	273	226	54	1.689	45	0,8
Yuca Sur 01	1.988	4.840	95%	22,9	216	268	54	3.464	67	0,8
Yuca Sur 04	510	230	76%	24,7	232	254	48	1.769	24	0,8
Yuca Sur 08	1.388	984	80%	16,8	233	300	45	2.594	32	0,8
Yuca Sur 09	955	490	86%	18,5	232	255	51	2.994	18	0,8
Yuca Sur 11	478	934	82%	18,0	219	277	46	2.034	54	0,8
Yuca Sur 12	624	804	62%	28,2	231	236	55	1.932	53	0,8
Yuca Sur 14	433	670	85%	21,0	230	254	52,5	2.463	53	0,8
Yuca Sur 19	445	480	70%	27,6	N/R	N/R	51,5	1.790	48	0,8
Sami 01	525	846	74%	27,2	236	270	52	2.912	38	0,8
Sami 02	227	728	90%	21,9	240	267	48	2.860	31	0,8

(Fuente: Pruebas de bombeo en el bloque 64)

Historiales de reacondicionamiento.

Es un documento que registra la información de los trabajos de reacondicionamiento o de repotenciación realizados en el pozo y los equipos utilizados para la producción, desde su completación y pruebas iniciales hasta la última intervención del pozo.

2.1.3. Viscosidad

Se define como la medida de la resistencia del petróleo a fluir, generalmente su unidad de medida es centipoise, cp, (gr/cm*s). Esta resistencia a fluir se debe a la fricción interna generada por el movimiento relativo de las partículas del fluido.

A medida que el fluido se transporta a la superficie su temperatura disminuye, generando cambios en su viscosidad. Los principales factores que afectan la viscosidad son: composición del petróleo, temperatura, gas disuelto, y presión.

Si se dispone de un análisis PVT de laboratorio, las medidas de viscosidad son reportadas a presión y temperatura del yacimiento y a diferentes presiones. En las pruebas realizadas por el consorcio Petro-Sud no se puede evaluar la viscosidad que tiene el fluido al fondo del pozo. Por lo que se plantea la utilización de la correlación de Beggs y Robinson para la obtención de la viscosidad del petróleo a distintas temperaturas. En la tabla 2.3., se presenta los rangos en los que son aplicables las correlaciones, que presentan los autores Beggs y Robinson a través de 2533 datos experimentales de 600 muestras de aceite.

Tabla 2.3. Rangos de aplicación de las ecuaciones Beggs y Robinson.

Variable	Rango
Rs	20 a 2.070 ft ³ /Barril fiscal
API	16 a 58
P	0 a 5.250 psi
TF	70 a 245 °F

(Fuente: (Brown, 1977))

En primera instancia se debe evaluar la viscosidad del petróleo muerto, es decir sin considerar el gas disuelto en el fluido.

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad (20)$$

$$X = T^{-1,163} * e^{6,9824 - 0,04658 * API} \quad (21)$$

La ecuación para corregir la viscosidad por efecto del gas disuelto se presenta a continuación.

$$\mu_o = A * \mu_{od}^B \quad (22)$$

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515} \quad (23)$$

$$B = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,338} \quad (24)$$

Para evaluar la viscosidad de petróleos subsaturados se utilizará la correlación de Vásquez y Beggs, la cual es una extensión de Beggs y Robinson

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{P_b}\right)^m \quad (25)$$

$$\mu_o = 2,6 * P^{1.187} * e^{-11,513-0,0000898*P} \quad (26)$$

Estas ecuaciones se encuentran resueltas en un rango de temperaturas, y los resultados los presenta ASME en las figuras de Cuadros de viscosidad-temperatura para productos de petróleo.

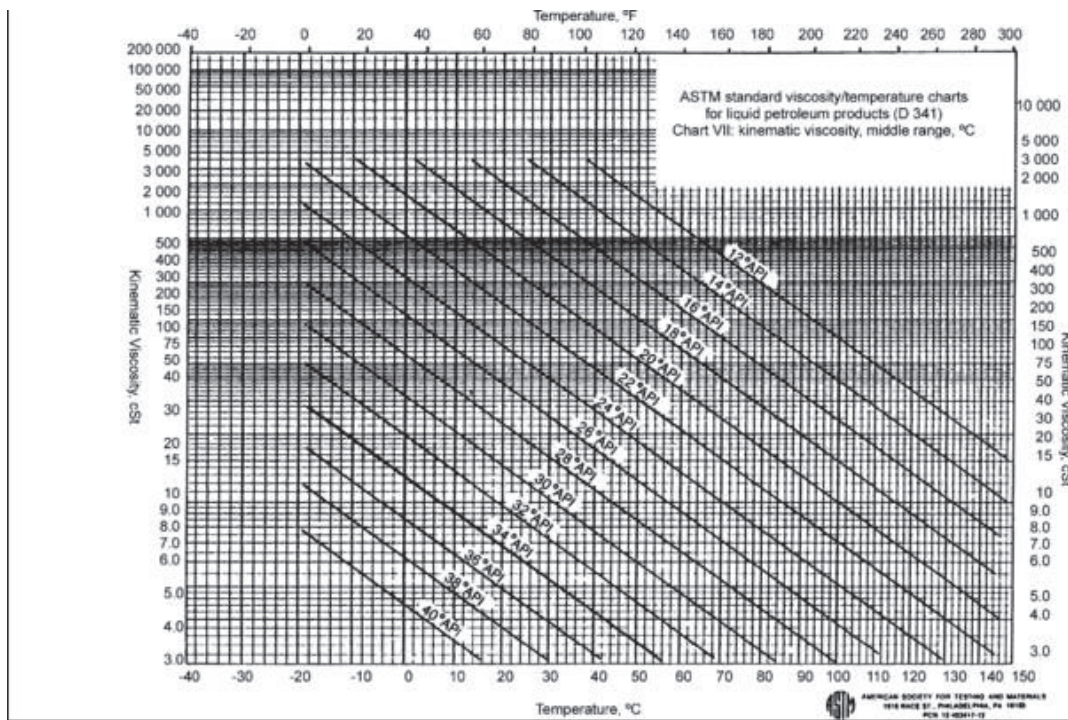


Figura 2.1. Cuadro de Temperatura-Viscosidad para petróleo con distintos grados API. (Fuente: (ASTM, 2009))

2.1.4. Pozos seleccionados para la evaluación de la eficiencia energética.

Para este trabajo, basándonos en los planteamientos especificados en secciones anteriores se decidió, analizar los siguientes pozos.

Tabla 2.4. Pozos seleccionados.

Pozo seleccionado	Observaciones.
Palanda 01	Segundo pozo con mayor producción.
Yuca Sur 01	Es el pozo con mayor producción de fluido en la actualidad.
Yuca Sur 19	Se encontró que es el pozo con menor eficiencia electromecánica de todo el bloque
Sami 02	

(Fuente: (Propia.))

2.2. Determinación de la eficiencia electromecánica de los equipos de bombeo de los pozos del bloque 64 PALANDA YUCA-SUR

A partir de los datos obtenidos, y empleando las ecuaciones planteadas anteriormente, se realizó un programa en Visual Basic para que trabaje con Macros de Excel y encontrar la eficiencia electromecánica del sistema de bombeo mes a mes. El código de programación y capturas de pantalla del formato del programa se presentan en el anexo 2.

Se realizó este programa en Excel para facilitar su uso por otras personas y que se sigan realizando estas evaluaciones dentro de una organización dedicada a bombeo de cualquier tipo de fluido.

Con los datos porcentuales de la eficiencia electromecánica de cada mes, entre 25 y 26 valores, se realizó una tabla y una gráfica que muestre los cambios a través del tiempo que sufre la eficiencia electro-mecánica de los equipos de bombeo electro-sumergible utilizados en los cuatro pozos seleccionados como muestra del bloque 64, y así observar en que meses son los críticos, y en qué momento se puede hacer trabajos de repotenciación en los equipos.

Tabla 2.5. Eficiencia mes a mes de los pozos seleccionados.

	Palanda 01	Yuca Sur 01	Yuca Sur 19	Sami 02
FECHA	EFICIENCIA	EFICIENCIA	EFICIENCIA	EFICIENCIA
abr-16	44,36	63,65		39,84
may-16	47,03	62,68	19,14	39,05
jun-16	46,39	65,51	19,18	41,88
jul-16	46,72	62,95	19,12	40,01
ago-16	45,33	66,2	18,49	39,65
sep-16	46,99	68,17	18,76	37,8
oct-16	47,15	68,92	18,81	37,53
nov-16	44,34	68,7	18,96	37,83
dic-16	44,05	68,36	19,71	36,69
ene-17	43,9	70,48	18,98	36,82
feb-17	37,56	70,23	19,35	38,63
mar-17	38,22	70,12	19,08	39,57
abr-17	37,62	70,19	19,13	39,78
may-17	37,49	68,35	18,63	39,55
jun-17	38,06	70	19,25	39,7
jul-17	37,56	67,45	19,33	39,94
ago-17	37,28	66,8	19,24	38,67
sep-17	35,15	64,07	19,22	37,44
oct-17	36,2	64,29	20,49	38,68
nov-17	36,72	66,39	20,09	39,26
dic-17	37,12	64,63	19,26	40,84
ene-18	37,59	63,99	18,87	46,42
feb-18	36,35	63,51	18,16	46,56
mar-18	36,04	64,2	18,11	39,68
abr-18	33,98	64,12	18,18	40,25
may-18	33	64,59	18,33	40,46

(Fuente: (Propia.))

Con estos resultados se obtienen las siguientes graficas según cada pozo.

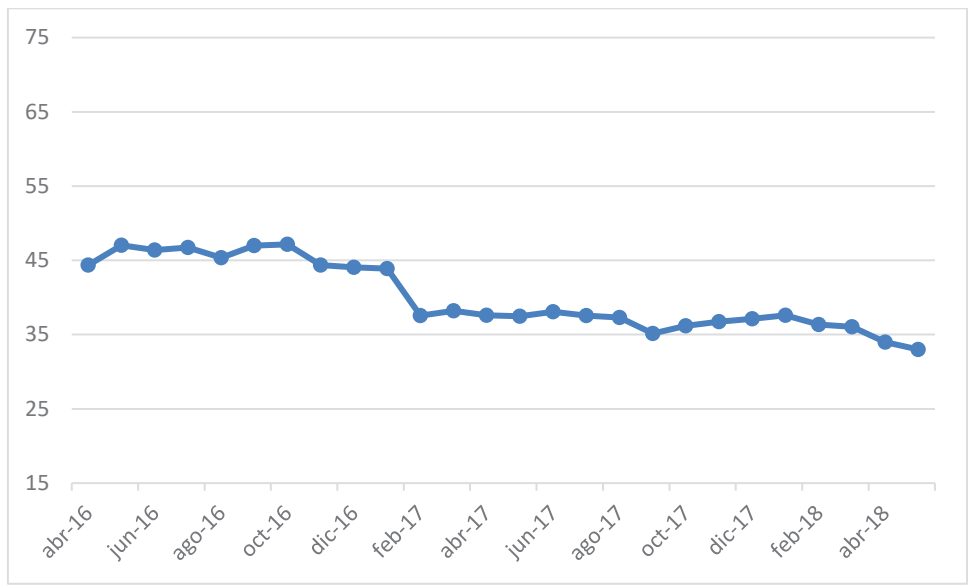


Figura 2.2. Eficiencia del pozo Palanda 01.
(Fuente: (Propia.))

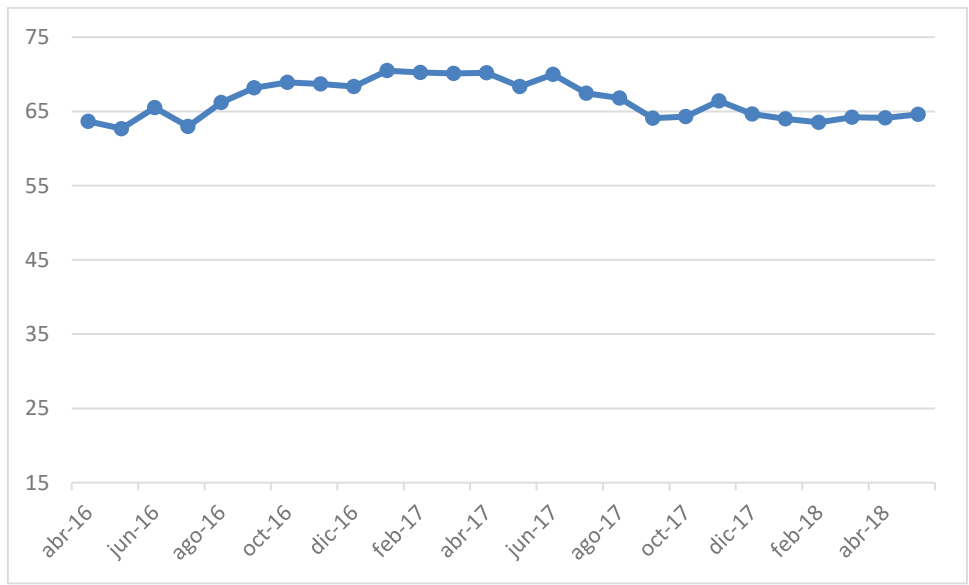


Figura 2.3. Eficiencia del pozo Yuca Sur 01.
(Fuente: (Propia.))

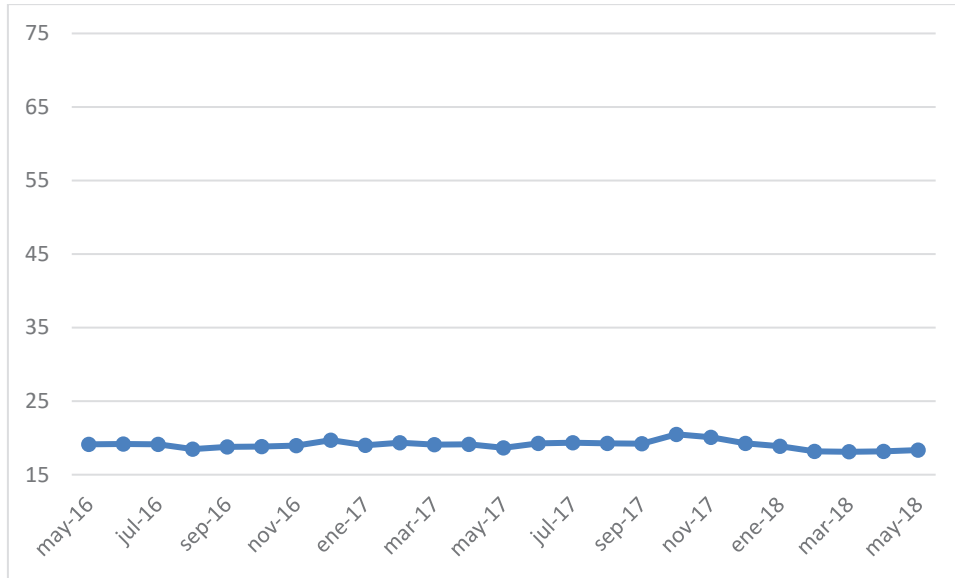


Figura 2.4. Eficiencia del pozo Yuca Sur 19.
(Fuente: (Propia.))

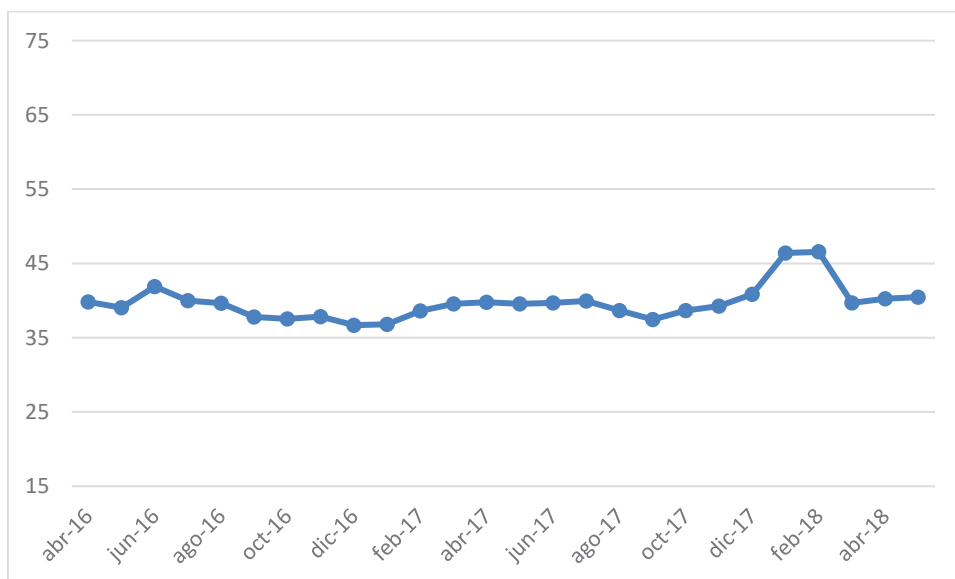


Figura 2.5. Eficiencia del pozo Sami 02.
(Fuente: (Propia.))

2.3. Proceso experimental.

Para la obtención de los resultados presentados en las figuras anteriores, se partió de las ecuaciones recopiladas de distintas fuentes bibliográficas y que se encuentran explicadas en el capítulo uno. Y posteriormente se realizó una visita técnica a los pozos seleccionados en el oriente ecuatoriano, para observar el funcionamiento y las condiciones de trabajo de los equipos de forma más detallada.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

Los problemas de baja eficiencia electromecánica en equipo de bombeo pueden tener distintas causas, en este apartado se plantean algunas de las posibles causas más comunes recopiladas de distintas fuentes bibliográficas.

Factor de potencia:

Se puede identificar este problema cuando se tiene:

- a) Aumento de las pérdidas por efecto Joule
- b) Aumento de voltaje.
- c) Incremento de la potencia aparente, reduciéndose la capacidad de carga instalada

Conductor o cableado

Durante la etapa de diseño se debe definir correctamente el calibre óptimo del conductor. Después de la instalación, el cableado puede verse afectado por el desgaste, lo que ocasionaría una reducción en el factor de potencia.

Motores eléctricos

Las características de un motor de alta eficiencia son las siguientes:

- a) Reducción del espesor de laminación.
- b) Reducción del entre hierro.
- c) Sistemas de enfriamiento eficientes.
- d) Utilización de materiales aislantes apropiados.
- e) Correcta lubricación.

Un motor de alta eficiencia presenta un menor consumo energético que uno estándar, la reducción está en el rango de entre 2 y 3 por ciento. Al reparar un motor a través de un proceso de rebobinado, se puede perder entre 2 y 3 por ciento de eficiencia, mientras que la sustitución de un motor viejo, por uno de alta eficiencia puede reflejarse en hasta un 6% de reducción en el consumo energético.

Bombas centrifugas

Durante el diseño del proceso de bombeo, la selección de la bomba es muy importante, tomando en cuenta factores de seguridad reales para la operación. Una vez realizada la instalación, debe verificarse el punto de operación del equipo, y que este punto se encuentre dentro de la zona óptima de diseño.

Si la bomba va a fluctuar en sus puntos de operación, se debe seleccionar una bomba que presente eficiencia aceptable en los distintos puntos de operación en los que va a trabajar el equipo.

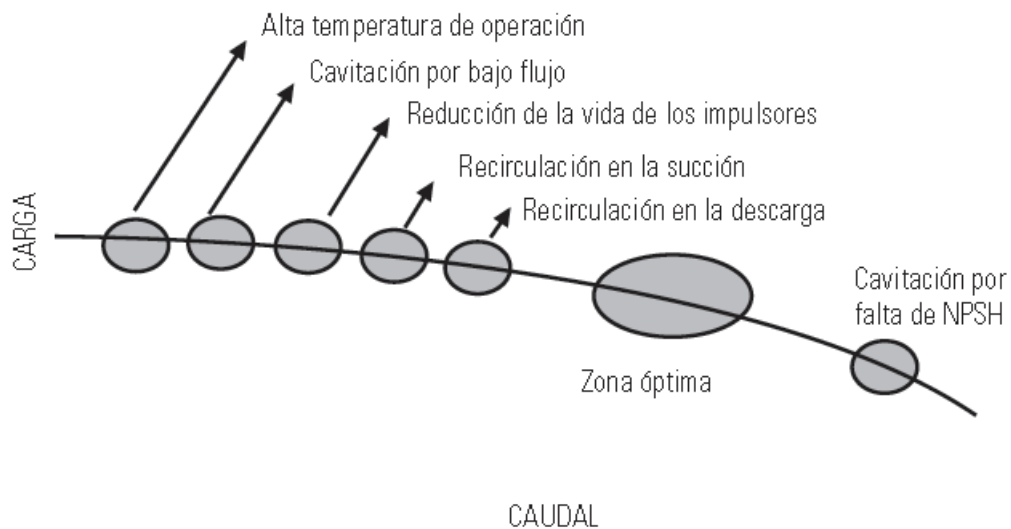


Figura 3.1. Problemas que se presentan por operación de las bombas fuera de su punto óptimo.
(Fuente: (Banco Interamericano de Desarrollo, 2011))

El mayor de los problemas radica en la falta de un mantenimiento preventivo, lo que conlleva a reparaciones urgentes, las cuales en algunas ocasiones son resueltas con equipos inapropiados, debido a la carencia de repuestos en inventario, o la demora en la adquisición de equipos apropiados para la sustitución.

Al instalar equipos inadecuados, que trabajan fuera del punto óptimo de diseño, las pérdidas de eficiencia pueden ser de hasta un 20 por ciento. Esta situación se plantea con mayor detalle en la figura 3.2. a continuación.

Por lo que, para realizar un estudio de eficiencia en equipos de bombeo, se debe identificar claramente el esquema de operación del equipo, incluyendo las condiciones de operación como: presiones, temperaturas, carga hidráulica y caudal. Estos deben ser evaluados periódicamente, en este trabajo se analizó en periodos mensuales, pero se puede tomar periodos más cortos o más largos según se vea conveniente.

Además, se debe tener los valores de diseño iniciales planteados por el fabricante y el diseñador del sistema de bombeo, para así poder tener valores comparativos y determinar correctamente el desempeño con el que están trabajando los equipos instalados.

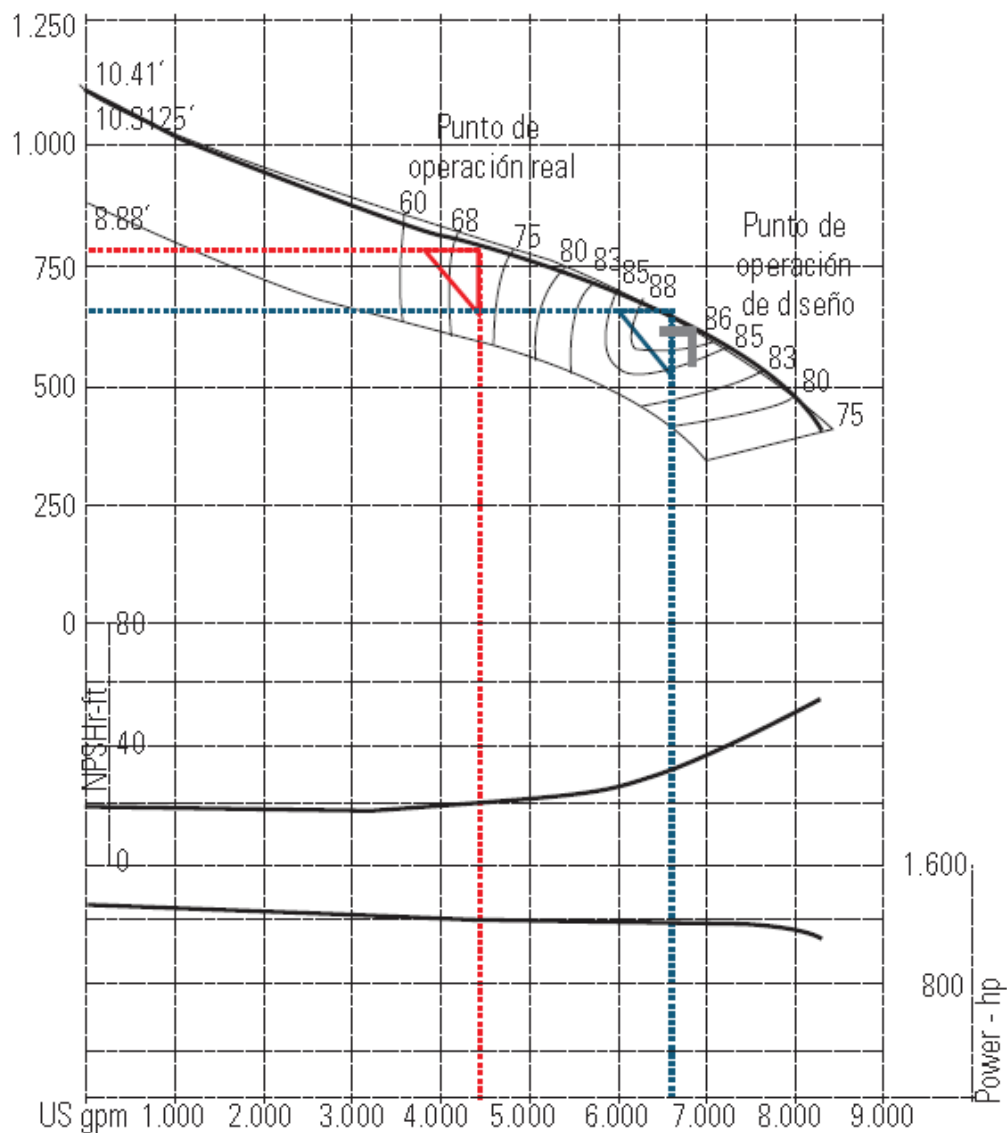


Figura 3.2. Modificación de la eficiencia por variación de condiciones de operación en una bomba.
(Fuente: (Banco Interamericano de Desarrollo, 2011))

3.1. Análisis de resultados

- Palanda 01

En la figura 2.2., observamos el cambio de la eficiencia electromecánica del pozo Palanda 01, desde el mes de abril del año 2016 hasta abril del 2018. En este periodo de 2 años, se perdió aproximadamente 12 por ciento de eficiencia.

Las razones de esta pérdida pueden ser de distintos tipos, pero la raíz es un mantenimiento ineficaz. Resultando en un incremento de consumo energético aun cuando la tasa de producción del pozo se encuentra promediamente constante.

- Yuca sur 01

La figura 2.3. nos muestra la eficiencia para el pozo Yuca Sur 01, durante el periodo estudiado, tiene una eficiencia alta, manteniéndose todo el tiempo por encima de 62 por ciento, llegando a valores tope de 70 por ciento. Lo que nos indica que este pozo fue diseñado correctamente, y durante la operación los equipos están trabajando cerca del punto óptimo. Además, se evidencia el correcto mantenimiento, preventivo que se realiza en las instalaciones, ya que los valores no fluctúan demasiado durante ningún periodo.

- Yuca sur 19

En el caso de este equipo los resultados son presentados en la figura 2.4., se concluye que se encuentra sobre dimensionado, esto puede deberse a una reparación urgente, donde se realizó la instalación de un conjunto bomba motor más grande al necesario por escasez de un equipo apropiado en el inventario, y tratando de reiniciar las operaciones en el menor tiempo posible. Desde que se estudia este pozo, en abril de 2016 se ve que la eficiencia es baja, alrededor de 20 por ciento, y durante el periodo de análisis se mantiene la eficiencia cercana a este valor, sin disminuir, lo que implica que se ha realizado un mantenimiento para tener los equipos en la mejor operación posible dadas las circunstancias.

- Sami 02

La eficiencia de este pozo esta presentada gráficamente en la figura 2.5., tiene una eficiencia que varía entre 40 y 46 por ciento, la cual durante el periodo de análisis tiene una tendencia a mantenerse constante, con pocos picos de alteración. Lo que nos indica que se está realizando un mantenimiento preventivo de los equipos. Para este pozo se puede plantear alternativas de repotenciación para aumentar el valor de la eficiencia electromecánica operacional a través de equipos más óptimos, o la recuperación asistida para conseguir un mayor volumen de bombeo, debido a la disminución de la viscosidad, y con esto se generaría una mayor eficiencia.

3.2. Planteamiento de acciones de mejoramiento

Se plantea la instalación de equipos adecuados para cada pozo, los cuales deben cumplir una eficiencia inicial de diseño por encima de 50%. Y además se debe realizar las actividades de mantenimiento preventivo correctas para conseguir que la eficiencia operativa de los equipos no disminuya a comparación de la planteada en el diseño después de un tiempo de operación.

Además, se plantea realizar un estudio comparativo entre dos soluciones:

1. Instalar y operar con equipos que mantengan una eficiencia electromecánica de 50%.
2. Instalar y operar con equipos que mantengan una eficiencia electromecánica de 70%.

Indicador energético.

Para tener la oportunidad de evaluar el funcionamiento de los equipos de bombeo de una manera más objetiva y a futuro se pueda comparar las acciones de mejoramiento planteadas, en este trabajo se implementa un indicador energético, el cual relaciona la energía eléctrica que requiere el equipo para poder bombear cierto volumen de fluido, en este caso petróleo.

A través de estos, podemos evaluar que tan eficaz resulta un proyecto de optimización energética en los pozos del bloque 64.

$$I.E. = \frac{\text{Energía total consumida por equipos [kWh/día]}}{\text{Volumen total de fluido producido [barriles día]}} \quad (27)$$

Este indicador disminuirá cuando se reduzca el consumo de energía a través de equipos de bombeo con mayor eficiencia, o cuando con el mismo consumo energético se consiga bombear a la superficie una cantidad mayor de fluido. En la tabla 3.1. se presentan valores promedio de este indicador para los distintos pozos

Tabla 3.1. Indicador energético. [kWh/día/barriles día]

	Palanda 01	Yuca Sur 01	Yuca Sur 19	Sami 02
I.E.	1,94	1,13	4,07	2,81

(Fuente: (Propia.))

3.3. Estudio de pre factibilidad a las alternativas planteadas

3.3.1. Costos

La implementación de proyectos para el mejoramiento de la eficiencia de equipos de bombeo, implican dos grupos principales de costos: costos de implementación y desarrollo y costos de operación. En los costos de implementación y desarrollo, se encontraría los desembolsos para estudios previos, capital para la adquisición de equipos, instalación de los sistemas hidráulicos y eléctricos además de las facilidades adicionales necesarias para el funcionamiento de los nuevos equipos. Este tipo de costos se asume son fijos y determinables. El capital para la adquisición de equipos, en esta industria no es necesario, ya que las empresas petroleras operadoras como en este caso es el consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, suelen rentar los equipos BES a otras empresas proveedoras de servicios. El costo de renta es constante e independiente de la eficiencia del equipo, el aspecto primordial en estas transacciones es la disponibilidad de equipos en Stock por parte de la empresa proveedora de servicios. Los costos de operación incluyen los necesarios para el funcionamiento operacional de los equipos y su mantenimiento. Estos costos son variables, dependiendo de las condiciones de trabajo que se consiga en los equipos.

Tabla 3.2. Elementos de Costos.

Costos de implementación y desarrollo	Incluyen los estudios previos a la implementación, componentes para el BES de superficie y subsuelo
Costos de operación y mantenimiento	Producción diaria normal, servicios de mantenimiento preventivo de superficie y subsuelo
Costos de energía eléctrica	Costo generado del consumo de corriente eléctrica para el funcionamiento del equipo BES
Otros costos	Costos de imprevistos

(Fuente: (Propia.))

En este estudio, nos vamos a centrar en los costos asociados a la energía eléctrica. Planteando un mejoramiento en la eficiencia de los equipos BES para todos los pozos y determinando el ahorro generado en este costo debido a las acciones de optimización.

3.3.1.1. Consumo energético

La generación de energía en la industria petrolera, se obtiene a través de dos posibles orígenes, a veces se utilizan las dos simultáneamente. La una es a través de gas licuado del petróleo GLP, obtenido de los mismos pozos en donde trabaja el consorcio petrolero. En otras instalaciones donde el gas no tiene una producción mínima necesaria o debido a otros factores administrativos, se utiliza como fuente energética el diésel industrial, adquirido a un precio con un subsidio especial por parte del gobierno para la industria petrolera. Se realiza los cálculos empleando diésel como fuente de energía, ya que los motores de los equipos BES, trabajan principalmente con este hidrocarburo.

Propiedades diésel.

El diésel es un hidrocarburo líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380 grados Celsius. Anteriormente era considerado un desperdicio de las refinerías, pero en la actualidad es un combustible no renovable utilizado para la generación de electricidad, transporte y calefacción. Tiene una densidad promedio de 832 kg/m³, y un poder calorífico inferior de 35,86 MJ/l (43,1 MJ/kg) dependiendo de su composición, la cual está conformada con un 75 por ciento de hidrocarburos saturados, principalmente por parafinas, y el 25 por ciento restante de hidrocarburos aromáticos, tales como naftalenos y alca-bencenos. Su formulación química general es C₁₂H₂₆, aunque puede incluir otros hidrocarburos en cantidades muy pequeñas. En la tabla a continuación se presenta las propiedades principales del diésel y de algunos otros combustibles utilizados industrialmente. (Edwards, 2004)

Tabla 3.3. Propiedades de combustibles.

Fuel	Density kg/m ³	LHV MJ/kg	Carbon %m	CO ₂ emissions		
				kg/kg	g/MJ	
Gasoline	2002	750	42.9	87.0%	3.19	74.35
	2010	745	43.2	86.5%	3.17	73.38
Ethanol		794	26.8	52.2%	1.91	71.38
Gasoline/Ethanol blend 95/5	2002	752	42.1	85.2%	3.12	74.25
	2010	747	42.3	84.6%	3.10	73.31
MTBE ⁽¹⁾		745	35.1	68.2%	2.50	71.23
ETBE ⁽¹⁾		750	36.3	70.6%	2.59	71.40
LPG ⁽²⁾		550	46.0	82.5%	3.02	65.68
CNG/CBG ⁽³⁾			45.1	69.2%	2.54	56.24
Diesel	2002	835	43.0	86.2%	3.16	73.54
	2010	832	43.1	86.1%	3.16	73.25
Bio-diesel ⁽⁴⁾		890	36.8	76.5%	2.81	76.23
Diesel/bio-diesel blend 95/5	2002	838	42.7	85.7%	3.14	73.66
	2010	835	42.8	85.6%	3.14	73.39
Synthetic diesel		780	44.0	85.0%	3.12	70.80
DME ⁽⁵⁾		670	28.4	52.2%	1.91	67.36
Naphtha		720	43.7	84.9%	3.11	71.22
Methanol		793	19.9	37.5%	1.38	69.10
Hydrogen			120.1	0.0%	0.00	0.00

(Fuente: (Edwards, 2004))

3.3.1.1.1. Consumo diésel actual.

Para determinar el consumo de diésel actual, vamos a partir del valor obtenido de consumo energético en el capítulo anterior.

A continuación, se plantea un ejemplo de cálculo, tomando los datos del pozo Palanda 01.

Partiendo de la ecuación de la eficiencia obtenida, con los datos de campo.

$$E.E. = \frac{\text{Trabajo hidraulico}}{\text{Energia electrica entregada}} = \frac{q_v * \rho * g * TDH}{\sqrt{3} * V * I * f_p} \quad [\%] \quad (28)$$

$$0,4436 = \frac{0,00364 * 2264,55 * 9,8 * 1015,95}{\sqrt{3} * V * I * 0,8} \quad (29)$$

Despejando la potencia eléctrica, que es la variable que va a cambiar mejorando la eficiencia.

$$V * I = \frac{0,00364 * 2264,55 * 9,8 * 1015,95}{0,4436 * 0,8 * \sqrt{3}} = 159.332 [W] \quad (30)$$

$$V * I = \frac{0,00364 * 2264,55 * 9,8 * 1015,95}{0,5 * 0,8 * \sqrt{3}} = 141.359,35 [W] \quad (31)$$

$$V * I = \frac{0,00364 * 2264,55 * 9,8 * 1015,95}{0,7 * 0,8 * \sqrt{3}} = 100.970,96 [W] \quad (32)$$

Variando la eficiencia a 50% y 70%, que son los valores que nos hemos establecido para realizar el análisis, se obtiene que la nueva potencia necesaria es 141.359,35 [W] con eficiencia de 50% y 100.970,96 [W] en el caso de 70% de eficiencia mientras que la potencia necesaria actual es 159.332 [W].

El consumo energético se obtiene multiplicando la potencia utilizada por el número de horas que va operar la maquinaria, en el periodo de un día, en nuestro caso son 24 horas, obteniendo el resultado en Wh por cada día.

Para el cálculo del diésel necesario para producir la energía entregada al motor eléctrico, utilizamos los datos de las propiedades del combustible diésel presentados en la Tabla 3.3.

Partiendo de la información del Poder Calorífico Inferior, realizamos una conversión de unidades físicas, de Mega-Julios [MJ] a Vatios-hora [Wh], conociendo que 1 [MJ] es equivalente a 277,78 [Wh], y así encontramos la cantidad de diésel utilizado durante un día de operación del conjunto motor-bomba.

Posteriormente a través del dato de la densidad del diésel, podemos encontrar el volumen de combustible, en galones, necesario para la producción diaria. Se analiza el consumo en galones debido a que es la unidad de medida utilizada comercialmente para este producto.

Finalmente se calcula los costos generados de esta transformación energética, desde el diésel hasta energía eléctrica utilizada por el motor para el proceso de bombeo, a través de los datos obtenidos de la tabla 3.3. y tabla 3.4.

En la tabla 3.4. encontramos el precio de este combustible asignado por el gobierno nacional del Ecuador para uso en el sector petrolero, esta información se encuentra actualizada a la fecha de 31 de agosto del 2018.

Tabla 3.4 Costos de combustibles para la industria petrolera.

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 12% del I.V.A.) Expresado en US\$
SECTOR PETROLERO MINERO		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 2,258720
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 2,258720
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 2,258720
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 2,416005
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,049457
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 2,328192
EXTRA CON ETANOL PETROLERO	Galones	\$ 2,328192
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 2,495502

(Fuente: (Decreto ejecutivo No. 799 y 352))

Después de obtener los costos diarios debido al consumo energético, se multiplica por el número de días que operan los equipos en cada mes, obteniendo los costos mensuales necesarios, estos resultados se resumen en las siguientes tablas.

- Palanda 01

Tabla 3.5. Costo Energético en el pozo Palanda 01.

FECHA	VOLTAJE [V]	AMPERAJE [A]	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
may-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
jun-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
jul-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
ago-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
sep-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
oct-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
nov-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
dic-16	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
ene-17	2.612,00	61,00	159.332,00	24,00	3.823.968,00	319,40	101,42	229,07	6.872,07
feb-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
mar-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
abr-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
may-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
jun-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
jul-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
ago-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
sep-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
oct-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
nov-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
dic-17	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
ene-18	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
feb-18	2.999,00	62,00	185.938,00	24,00	4.462.512,00	372,74	118,35	267,32	8.019,60
mar-18	2.781,00	67,00	186.327,00	24,00	4.471.848,00	373,52	118,60	267,88	8.036,37
abr-18	2.781,00	68,00	189.108,00	24,00	4.538.592,00	379,09	120,37	271,88	8.156,32
may-18	2.781,00	68,00	189.108,00	24,00	4.538.592,00	379,09	120,37	271,88	8.156,32

(Fuente: (Propia.))

- Yuca Sur 01

Tabla 3.6. Costo Energético en el pozo Yuca Sur 01.

FECHA	VOLTAJE [V]	AMPERAJE [A]	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	3.211,00	74,00	237.614,00	24,00	5.702.736,00	476,33	151,24	341,61	10.248,41
may-16	3.211,00	74,00	237.614,00	24,00	5.702.736,00	476,33	151,24	341,61	10.248,41
jun-16	3.211,00	74,00	237.614,00	24,00	5.702.736,00	476,33	151,24	341,61	10.248,41
jul-16	3.180,00	62,00	197.160,00	24,00	4.731.840,00	395,24	125,49	283,45	8.503,61
ago-16	3.610,00	71,00	256.310,00	24,00	6.151.440,00	513,81	163,14	368,49	11.054,78
sep-16	3.529,00	72,00	254.088,00	24,00	6.098.112,00	509,36	161,73	365,30	10.958,94
oct-16	3.562,00	71,00	252.902,00	24,00	6.069.648,00	506,98	160,97	363,59	10.907,79
nov-16	3.562,00	71,00	252.902,00	24,00	6.069.648,00	506,98	160,97	363,59	10.907,79
dic-16	3.562,00	71,00	252.902,00	24,00	6.069.648,00	506,98	160,97	363,59	10.907,79
ene-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
feb-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
mar-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
abr-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
may-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
jun-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
jul-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
ago-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
sep-17	3.555,00	69,00	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
oct-17	3.465,00	68,00	235.620,00	24,00	5.654.880,00	472,33	149,97	338,75	10.162,41
nov-17	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
dic-17	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
ene-18	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
feb-18	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
mar-18	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
abr-18	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96
may-18	3.465,00	67,00	232.155,00	24,00	5.571.720,00	465,39	147,77	333,77	10.012,96

(Fuente: (Propia.))

- Yuca sur 19

Tabla 3.7. Costo Energético en el pozo Yuca Sur 19.

FECHA	VOLTAJE [V]	AMPERAJE [A]	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
may-16	1.790,00	47,00	84.130,00	24,00	2.019.120,00	168,65	53,55	120,95	3.628,57
jun-16	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
jul-16	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
ago-16	1.790,00	49,00	87.710,00	24,00	2.105.040,00	175,83	55,83	126,10	3.782,98
sep-16	1.790,00	49,00	87.710,00	24,00	2.105.040,00	175,83	55,83	126,10	3.782,98
oct-16	1.790,00	49,00	87.710,00	24,00	2.105.040,00	175,83	55,83	126,10	3.782,98
nov-16	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
dic-16	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
ene-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
feb-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
mar-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
abr-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
may-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
jun-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
jul-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
ago-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
sep-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
oct-17	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
nov-17	1.790,00	47,00	84.130,00	24,00	2.019.120,00	168,65	53,55	120,95	3.628,57
dic-17	1.790,00	47,00	84.130,00	24,00	2.019.120,00	168,65	53,55	120,95	3.628,57
ene-18	1.790,00	47,00	84.130,00	24,00	2.019.120,00	168,65	53,55	120,95	3.628,57
feb-18	1.790,00	47,00	84.130,00	24,00	2.019.120,00	168,65	53,55	120,95	3.628,57
mar-18	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
abr-18	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77
may-18	1.790,00	48,00	85.920,00	24,00	2.062.080,00	172,24	54,69	123,53	3.705,77

(Fuente: (Propia.))

- Sami 02

Tabla 3.8. Costo Energético en el pozo Sami 02.

FECHA	VOLTAJE [V]	AMPERAJE [A]	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
may-16	2.943,00	29,00	85.347,00	24,00	2.048.328,00	171,09	54,32	122,70	3.681,06
jun-16	2.943,00	29,00	85.347,00	24,00	2.048.328,00	171,09	54,32	122,70	3.681,06
jul-16	2.943,00	29,00	85.347,00	24,00	2.048.328,00	171,09	54,32	122,70	3.681,06
ago-16	2.943,00	29,00	85.347,00	24,00	2.048.328,00	171,09	54,32	122,70	3.681,06
sep-16	2.943,00	29,00	85.347,00	24,00	2.048.328,00	171,09	54,32	122,70	3.681,06
oct-16	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
nov-16	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
dic-16	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
ene-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
feb-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
mar-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
abr-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
may-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
jun-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
jul-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
ago-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
sep-17	2.943,00	30,00	88.290,00	24,00	2.118.960,00	176,99	56,20	126,93	3.807,99
oct-17	2.797,00	30,00	83.910,00	24,00	2.013.840,00	168,21	53,41	120,64	3.619,08
nov-17	2.797,00	30,00	83.910,00	24,00	2.013.840,00	168,21	53,41	120,64	3.619,08
dic-17	2.797,00	30,00	83.910,00	24,00	2.013.840,00	168,21	53,41	120,64	3.619,08
ene-18	2.497,00	30,00	74.910,00	24,00	1.797.840,00	150,17	47,68	107,70	3.230,90
feb-18	2.497,00	30,00	74.910,00	24,00	1.797.840,00	150,17	47,68	107,70	3.230,90
mar-18	2.860,00	31,00	88.660,00	24,00	2.127.840,00	177,73	56,43	127,46	3.823,95
abr-18	2.860,00	31,00	88.660,00	24,00	2.127.840,00	177,73	56,43	127,46	3.823,95
may-18	2.860,00	31,00	88.660,00	24,00	2.127.840,00	177,73	56,43	127,46	3.823,95

(Fuente: (Propia.)

3.3.1.1.2. Consumo diésel optimizado

En esta sección se presentan las tablas, con los consumos energéticos de cada pozo estudiando, aplicándose las mejoras para elevar la eficiencia de los equipos, y los resultados económicos esperados debido a estas acciones.

- Palanda 01

Tabla 3.9. Costo energético en el pozo Palanda 01 con una eficiencia de 50%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [S]	COSTO MENSUAL [S]
abr-16	141.359,35	24,00	3.392.624,41	283,38	89,98	203,23	6.096,90
may-16	149.867,68	24,00	3.596.824,30	300,43	95,39	215,46	6.463,87
jun-16	147.828,23	24,00	3.547.877,51	296,34	94,09	212,53	6.375,90
jul-16	148.879,82	24,00	3.573.115,70	298,45	94,76	214,04	6.421,26
ago-16	144.450,39	24,00	3.466.809,39	289,57	91,94	207,67	6.230,22
sep-16	149.740,21	24,00	3.593.765,13	300,18	95,31	215,28	6.458,37
oct-16	150.250,08	24,00	3.606.001,82	301,20	95,63	216,01	6.480,36
nov-16	141.295,62	24,00	3.391.094,82	283,25	89,94	203,14	6.094,15
dic-16	140.371,49	24,00	3.368.915,81	281,39	89,35	201,81	6.054,29
ene-17	139.893,50	24,00	3.357.443,90	280,44	89,04	201,12	6.033,67
feb-17	139.676,63	24,00	3.352.239,01	280,00	88,90	200,81	6.024,32
mar-17	142.131,01	24,00	3.411.144,17	284,92	90,47	204,34	6.130,18
abr-17	139.899,75	24,00	3.357.594,03	280,45	89,05	201,13	6.033,94
may-17	139.416,31	24,00	3.345.991,50	279,48	88,74	200,44	6.013,09
jun-17	141.536,01	24,00	3.396.864,13	283,73	90,09	203,48	6.104,52
jul-17	139.676,63	24,00	3.352.239,01	280,00	88,90	200,81	6.024,32
ago-17	138.635,37	24,00	3.327.248,95	277,91	88,24	199,31	5.979,41
sep-17	130.714,41	24,00	3.137.145,94	262,04	83,20	187,93	5.637,78
oct-17	134.619,11	24,00	3.230.858,69	269,86	85,69	193,54	5.806,19
nov-17	136.552,87	24,00	3.277.268,81	273,74	86,92	196,32	5.889,59
dic-17	138.040,37	24,00	3.312.968,91	276,72	87,86	198,46	5.953,75
ene-18	139.788,19	24,00	3.354.916,52	280,23	88,98	200,97	6.029,13
feb-18	135.176,93	24,00	3.244.246,22	270,98	86,04	194,34	5.830,25
mar-18	134.304,50	24,00	3.223.308,04	269,23	85,49	193,09	5.792,62
abr-18	128.517,80	24,00	3.084.427,12	257,63	81,80	184,77	5.543,04
may-18	124.811,28	24,00	2.995.470,72	250,20	79,44	179,44	5.383,17

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.10. Costo energético en el pozo Palanda 01 con una eficiencia de 70%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [S]	COSTO MENSUAL [S]
abr-16	100.970,96	24,00	2.423.303,15	202,41	64,27	145,16	4.354,93
may-16	107.048,34	24,00	2.569.160,21	214,59	68,14	153,90	4.617,05
jun-16	105.591,59	24,00	2.534.198,22	211,67	67,21	151,81	4.554,22
jul-16	106.342,73	24,00	2.552.225,50	213,18	67,69	152,89	4.586,61
ago-16	103.178,85	24,00	2.476.292,42	206,84	65,67	148,34	4.450,15
sep-16	106.957,30	24,00	2.566.975,09	214,41	68,08	153,77	4.613,12
oct-16	107.321,48	24,00	2.575.715,59	215,14	68,31	154,29	4.628,83
nov-16	100.925,44	24,00	2.422.210,59	202,32	64,24	145,10	4.352,96
dic-16	100.265,35	24,00	2.406.368,43	201,00	63,82	144,15	4.324,49
ene-17	99.923,93	24,00	2.398.174,22	200,31	63,60	143,66	4.309,77
feb-17	99.769,02	24,00	2.394.456,44	200,00	63,50	143,44	4.303,09
mar-17	101.522,15	24,00	2.436.531,55	203,52	64,62	145,96	4.378,70
abr-17	99.928,39	24,00	2.398.281,45	200,32	63,60	143,67	4.309,96
may-17	99.583,08	24,00	2.389.993,93	199,63	63,38	143,17	4.295,07
jun-17	101.097,15	24,00	2.426.331,52	202,66	64,35	145,35	4.360,37
jul-17	99.769,02	24,00	2.394.456,44	200,00	63,50	143,44	4.303,09
ago-17	99.025,27	24,00	2.376.606,39	198,51	63,03	142,37	4.271,01
sep-17	93.367,44	24,00	2.240.818,53	187,17	59,43	134,23	4.026,98
oct-17	96.156,51	24,00	2.307.756,21	192,76	61,20	138,24	4.147,28
nov-17	97.537,76	24,00	2.340.906,29	195,53	62,08	140,23	4.206,85
dic-17	98.600,27	24,00	2.366.406,36	197,66	62,76	141,76	4.252,68
ene-18	99.848,71	24,00	2.396.368,94	200,16	63,55	143,55	4.306,52
feb-18	96.554,95	24,00	2.317.318,73	193,56	61,46	138,82	4.164,46
mar-18	95.931,79	24,00	2.302.362,88	192,31	61,06	137,92	4.137,58
abr-18	91.798,43	24,00	2.203.162,23	184,02	58,43	131,98	3.959,31
may-18	89.150,91	24,00	2.139.621,94	178,72	56,74	128,17	3.845,12

(Fuente: Propia.)

- Yuca Sur 01

Tabla 3.11. Costo energético en el pozo Yuca Sur 01 con una eficiencia de 50%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	302.482,62	24,00	7.259.582,93	606,37	192,53	434,87	13.046,22
may-16	297.872,91	24,00	7.148.949,85	597,13	189,60	428,25	12.847,40
jun-16	311.321,86	24,00	7.471.724,71	624,09	198,16	447,58	13.427,46
jul-16	248.224,44	24,00	5.957.386,56	497,60	158,00	356,87	10.706,04
ago-16	339.354,44	24,00	8.144.506,56	680,28	216,00	487,88	14.636,52
sep-16	346.423,58	24,00	8.314.165,90	694,46	220,50	498,05	14.941,42
oct-16	348.600,12	24,00	8.366.402,80	698,82	221,89	501,18	15.035,29
nov-16	347.487,35	24,00	8.339.696,35	696,59	221,18	499,58	14.987,30
dic-16	345.767,61	24,00	8.298.422,75	693,14	220,08	497,10	14.913,13
ene-17	345.767,83	24,00	8.298.427,97	693,14	220,08	497,10	14.913,14
feb-17	344.541,36	24,00	8.268.992,57	690,68	219,30	495,34	14.860,24
mar-17	344.001,71	24,00	8.256.040,99	689,60	218,96	494,57	14.836,96
abr-17	344.345,12	24,00	8.264.282,90	690,29	219,18	495,06	14.851,77
may-17	335.318,27	24,00	8.047.638,36	672,19	213,43	482,08	14.462,44
jun-17	343.413,00	24,00	8.241.912,00	688,42	218,58	493,72	14.811,57
jul-17	330.902,96	24,00	7.941.670,92	663,34	210,62	475,73	14.272,01
ago-17	327.714,12	24,00	7.865.138,88	656,95	208,59	471,15	14.134,47
sep-17	314.321,01	24,00	7.543.704,31	630,10	200,07	451,89	13.556,82
oct-17	302.960,20	24,00	7.271.044,70	607,33	192,84	435,56	13.066,82
nov-17	308.255,41	24,00	7.398.129,82	617,94	196,21	443,17	13.295,21
dic-17	300.083,55	24,00	7.202.005,27	601,56	191,00	431,43	12.942,75
ene-18	297.111,97	24,00	7.130.687,26	595,60	189,11	427,15	12.814,58
feb-18	294.883,28	24,00	7.077.198,74	591,14	187,69	423,95	12.718,46
mar-18	298.087,02	24,00	7.154.088,48	597,56	189,73	428,55	12.856,64
abr-18	297.715,57	24,00	7.145.173,73	596,81	189,50	428,02	12.840,62
may-18	299.897,83	24,00	7.197.547,90	601,19	190,89	431,16	12.934,74

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.12. Costo energético en el pozo Yuca Sur 01 con una eficiencia de 70%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	216.059,02	24,00	5.185.416,38	433,12	137,52	310,62	9.318,73
may-16	212.766,36	24,00	5.106.392,75	426,52	135,43	305,89	9.176,72
jun-16	222.372,76	24,00	5.336.946,22	445,78	141,54	319,70	9.591,05
jul-16	177.303,17	24,00	4.255.276,11	355,43	112,85	254,91	7.647,17
ago-16	242.396,03	24,00	5.817.504,69	485,92	154,29	348,49	10.454,66
sep-16	247.445,41	24,00	5.938.689,93	496,04	157,50	355,75	10.672,44
oct-16	249.000,08	24,00	5.976.002,00	499,16	158,49	357,98	10.739,50
nov-16	248.205,25	24,00	5.956.925,97	497,56	157,98	356,84	10.705,21
dic-16	246.976,87	24,00	5.927.444,82	495,10	157,20	355,07	10.652,23
ene-17	246.977,02	24,00	5.927.448,55	495,10	157,20	355,07	10.652,24
feb-17	246.100,97	24,00	5.906.423,26	493,34	156,64	353,82	10.614,46
mar-17	245.715,51	24,00	5.897.172,14	492,57	156,40	353,26	10.597,83
abr-17	245.960,80	24,00	5.903.059,22	493,06	156,55	353,61	10.608,41
may-17	239.513,05	24,00	5.748.313,11	480,14	152,45	344,34	10.330,31
jun-17	245.295,00	24,00	5.887.080,00	491,73	156,13	352,66	10.579,69
jul-17	236.359,25	24,00	5.672.622,09	473,82	150,44	339,81	10.194,29
ago-17	234.081,51	24,00	5.617.956,34	469,25	148,99	336,54	10.096,05
sep-17	224.515,01	24,00	5.388.360,22	450,07	142,90	322,78	9.683,44
oct-17	216.400,14	24,00	5.193.603,36	433,81	137,74	311,11	9.333,44
nov-17	220.182,44	24,00	5.284.378,44	441,39	140,15	316,55	9.496,58
dic-17	214.345,40	24,00	5.144.289,48	429,69	136,43	308,16	9.244,82
ene-18	212.222,84	24,00	5.093.348,04	425,43	135,08	305,11	9.153,27
feb-18	210.630,92	24,00	5.055.141,96	422,24	134,07	302,82	9.084,61
mar-18	212.919,30	24,00	5.110.063,20	426,83	135,52	306,11	9.183,31
abr-18	212.653,98	24,00	5.103.695,52	426,30	135,35	305,73	9.171,87
may-18	214.212,74	24,00	5.141.105,64	429,42	136,35	307,97	9.239,10

(Fuente: (Propia.))

- Yuca Sur 19

Tabla 3.13. Costo energético en el pozo Yuca Sur 19 con una eficiencia de 50%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/día]	CONSUMO DIESEL [kg/día]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
may-16	32.204,96	24,00	772.919,14	64,56	20,50	46,30	1.389,02
jun-16	32.958,91	24,00	791.013,89	66,07	20,98	47,38	1.421,53
jul-16	32.855,81	24,00	788.539,39	65,86	20,91	47,24	1.417,09
ago-16	32.435,16	24,00	778.443,79	65,02	20,65	46,63	1.398,94
sep-16	32.908,79	24,00	789.811,01	65,97	20,95	47,31	1.419,37
oct-16	32.996,50	24,00	791.916,05	66,15	21,00	47,44	1.423,16
nov-16	32.580,86	24,00	781.940,74	65,31	20,74	46,84	1.405,23
dic-16	33.869,66	24,00	812.871,94	67,90	21,56	48,69	1.460,82
ene-17	32.615,23	24,00	782.765,57	65,38	20,76	46,89	1.406,71
feb-17	33.251,04	24,00	798.024,96	66,66	21,16	47,80	1.434,13
mar-17	32.787,07	24,00	786.889,73	65,73	20,87	47,14	1.414,12
abr-17	32.872,99	24,00	788.951,81	65,90	20,92	47,26	1.417,83
may-17	32.013,79	24,00	768.331,01	64,18	20,38	46,03	1.380,77
jun-17	33.079,20	24,00	793.900,80	66,31	21,06	47,56	1.426,72
jul-17	33.216,67	24,00	797.200,13	66,59	21,14	47,76	1.432,65
ago-17	33.062,02	24,00	793.488,38	66,28	21,04	47,53	1.425,98
sep-17	33.027,65	24,00	792.663,55	66,21	21,02	47,48	1.424,50
oct-17	35.210,02	24,00	845.040,38	70,58	22,41	50,62	1.518,63
nov-17	33.803,43	24,00	811.282,42	67,76	21,52	48,60	1.457,96
dic-17	32.406,88	24,00	777.765,02	64,96	20,63	46,59	1.397,72
ene-18	31.750,66	24,00	762.015,89	63,65	20,21	45,65	1.369,42
feb-18	30.556,02	24,00	733.344,38	61,25	19,45	43,93	1.317,90
mar-18	31.120,22	24,00	746.885,38	62,38	19,81	44,74	1.342,23
abr-18	31.240,51	24,00	749.772,29	62,63	19,88	44,91	1.347,42
may-18	31.498,27	24,00	755.958,53	63,14	20,05	45,28	1.358,54

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.14. Costo energético en el pozo Yuca Sur 19 con una eficiencia de 70%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/día]	CONSUMO DIESEL [kg/día]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
may-16	23.003,55	24,00	552.085,10	46,11	14,64	33,07	992,15
jun-16	23.542,08	24,00	565.009,92	47,19	14,98	33,85	1.015,38
jul-16	23.468,43	24,00	563.242,42	47,05	14,94	33,74	1.012,21
ago-16	23.167,97	24,00	556.031,28	46,44	14,75	33,31	999,25
sep-16	23.506,28	24,00	564.150,72	47,12	14,96	33,79	1.013,84
oct-16	23.568,93	24,00	565.654,32	47,25	15,00	33,88	1.016,54
nov-16	23.272,05	24,00	558.529,10	46,65	14,81	33,46	1.003,73
dic-16	24.192,62	24,00	580.622,81	48,50	15,40	34,78	1.043,44
ene-17	23.296,59	24,00	559.118,26	46,70	14,83	33,49	1.004,79
feb-17	23.750,74	24,00	570.017,83	47,61	15,12	34,15	1.024,38
mar-17	23.419,34	24,00	562.064,09	46,95	14,91	33,67	1.010,09
abr-17	23.480,71	24,00	563.537,01	47,07	14,95	33,76	1.012,73
may-17	22.866,99	24,00	548.807,86	45,84	14,55	32,88	986,26
jun-17	23.628,00	24,00	567.072,00	47,37	15,04	33,97	1.019,09
jul-17	23.726,19	24,00	569.428,66	47,56	15,10	34,11	1.023,32
ago-17	23.615,73	24,00	566.777,42	47,34	15,03	33,95	1.018,56
sep-17	23.591,18	24,00	566.188,25	47,29	15,02	33,92	1.017,50
oct-17	25.150,01	24,00	603.600,27	50,42	16,01	36,16	1.084,73
nov-17	24.145,31	24,00	579.487,44	48,40	15,37	34,71	1.041,40
dic-17	23.147,77	24,00	555.546,45	46,40	14,73	33,28	998,37
ene-18	22.679,04	24,00	544.297,06	45,46	14,44	32,61	978,16
feb-18	21.825,73	24,00	523.817,42	43,75	13,89	31,38	941,35
mar-18	22.228,73	24,00	533.489,55	44,56	14,15	31,96	958,74
abr-18	22.314,65	24,00	535.551,63	44,73	14,20	32,08	962,44
may-18	22.498,77	24,00	539.970,38	45,10	14,32	32,35	970,38

(Fuente: (Propia.))

- Sami 02

Tabla 3.15. Costo energético en el pozo Sami 02 con una eficiencia de 50%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	70.349,47	24,00	1.688.387,33	141,03	44,78	101,14	3.034,21
may-16	66.656,01	24,00	1.599.744,17	133,62	42,43	95,83	2.874,91
jun-16	71.486,65	24,00	1.715.679,53	143,31	45,50	102,78	3.083,25
jul-16	68.294,67	24,00	1.639.072,07	136,91	43,47	98,19	2.945,58
ago-16	67.680,17	24,00	1.624.324,10	135,67	43,08	97,30	2.919,08
sep-16	64.522,33	24,00	1.548.535,97	129,34	41,07	92,76	2.782,88
oct-16	66.270,47	24,00	1.590.491,38	132,85	42,18	95,28	2.858,28
nov-16	66.800,21	24,00	1.603.205,14	133,91	42,52	96,04	2.881,13
dic-16	64.787,20	24,00	1.554.892,85	129,88	41,24	93,14	2.794,30
ene-17	65.016,76	24,00	1.560.402,14	130,34	41,38	93,47	2.804,20
feb-17	68.212,85	24,00	1.637.108,50	136,74	43,42	98,07	2.942,05
mar-17	69.872,71	24,00	1.676.944,94	140,07	44,47	100,45	3.013,64
abr-17	70.243,52	24,00	1.685.844,58	140,81	44,71	100,99	3.029,64
may-17	69.837,39	24,00	1.676.097,36	140,00	44,45	100,40	3.012,12
jun-17	70.102,26	24,00	1.682.454,24	140,53	44,62	100,78	3.023,54
jul-17	70.526,05	24,00	1.692.625,25	141,38	44,89	101,39	3.041,82
ago-17	68.283,49	24,00	1.638.803,66	136,88	43,46	98,17	2.945,10
sep-17	66.111,55	24,00	1.586.677,25	132,53	42,08	95,05	2.851,42
oct-17	64.912,78	24,00	1.557.906,62	130,13	41,32	93,32	2.799,72
nov-17	65.886,13	24,00	1.581.267,17	132,08	41,94	94,72	2.841,70
dic-17	68.537,69	24,00	1.644.904,51	137,39	43,62	98,54	2.956,06
ene-18	69.546,44	24,00	1.669.114,66	139,42	44,27	99,99	2.999,57
feb-18	69.756,19	24,00	1.674.148,61	139,84	44,40	100,29	3.008,62
mar-18	70.360,58	24,00	1.688.653,82	141,05	44,78	101,16	3.034,69
abr-18	71.371,30	24,00	1.712.911,20	143,07	45,43	102,61	3.078,28
may-18	71.743,67	24,00	1.721.848,13	143,82	45,67	103,14	3.094,34

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.16. Costo energético en el pozo Sami 02 con una eficiencia de 70%.

FECHA	POTENCIA[W]	TIEMPO/DIA [h]	CONSUMO ENERGETICO [Wh/dia]	CONSUMO DIESEL [kg/dia]	VOLUMEN [galones]	COSTO DIARIO [\$]	COSTO MENSUAL [\$]
abr-16	50.249,62	24,00	1.205.990,95	100,73	31,98	72,24	2.167,29
may-16	47.611,43	24,00	1.142.674,41	95,44	30,30	68,45	2.053,50
jun-16	51.061,89	24,00	1.225.485,38	102,36	32,50	73,41	2.202,32
jul-16	48.781,91	24,00	1.170.765,76	97,79	31,05	70,13	2.103,99
ago-16	48.342,98	24,00	1.160.231,50	96,91	30,77	69,50	2.085,06
sep-16	46.087,38	24,00	1.106.097,12	92,39	29,33	66,26	1.987,77
oct-16	47.336,05	24,00	1.136.065,27	94,89	30,13	68,05	2.041,63
nov-16	47.714,44	24,00	1.145.146,53	95,65	30,37	68,60	2.057,95
dic-16	46.276,57	24,00	1.110.637,75	92,77	29,46	66,53	1.995,93
ene-17	46.440,54	24,00	1.114.572,96	93,10	29,56	66,77	2.003,00
feb-17	48.723,47	24,00	1.169.363,21	97,67	31,01	70,05	2.101,47
mar-17	49.909,08	24,00	1.197.817,82	100,05	31,77	71,75	2.152,60
abr-17	50.173,95	24,00	1.204.174,70	100,58	31,94	72,13	2.164,03
may-17	49.883,85	24,00	1.197.212,40	100,00	31,75	71,72	2.151,51
jun-17	50.073,04	24,00	1.201.753,03	100,38	31,87	71,99	2.159,67
jul-17	50.375,75	24,00	1.209.018,03	100,99	32,06	72,42	2.172,73
ago-17	48.773,92	24,00	1.170.574,05	97,77	31,04	70,12	2.103,64
sep-17	47.222,54	24,00	1.133.340,89	94,66	30,06	67,89	2.036,73
oct-17	46.366,27	24,00	1.112.790,45	92,95	29,51	66,66	1.999,80
nov-17	47.061,52	24,00	1.129.476,55	94,34	29,95	67,66	2.029,79
dic-17	48.955,49	24,00	1.174.931,79	98,14	31,16	70,38	2.111,47
ene-18	49.676,03	24,00	1.192.224,75	99,58	31,62	71,42	2.142,55
feb-18	49.825,85	24,00	1.195.820,43	99,88	31,71	71,63	2.149,01
mar-18	50.257,55	24,00	1.206.181,30	100,75	31,99	72,25	2.167,63
abr-18	50.979,50	24,00	1.223.508,00	102,20	32,45	73,29	2.198,77
may-18	51.245,48	24,00	1.229.891,52	102,73	32,62	73,67	2.210,24

(Fuente: (Propia.))

3.3.1.1. Costos de mantenimiento.

El rendimiento del proceso del bombeo afecta directamente en la frecuencia de trabajos de mantenimiento, Workovers, los costos de trabajos de mantenimiento, y en las pérdidas de producción.

Para evaluar estos costos, uno de los criterios más importantes de analizar es la vida operativa o conocida también como Run Life, que se puede conseguir a través de los reportes que genera el consorcio petrolero en cada actividad de mantenimiento o reacondicionamiento de un pozo.

El tiempo promedio de vida operativa (MTBF), es una de los parámetros más utilizados para evaluar la confiabilidad de un sistema, pero al analizar los datos se puede encontrar que algunas de las actividades de mantenimiento a los pozos se deben a causas externas de los componentes, este tipo de información es considerada como información censurada. (Apolo, 2014)

Estos datos censurados, en el presente estudio son descartados, ya que no reflejan acciones de mantenimiento que implique fallas en la eficiencia del equipo.

Aunque los Workovers pueden ser necesarios realizarse en etapas tempranas de la vida operativa del sistema de bombeo, debido a fallas de diseño o instalación. Este tipo de trabajos no son los esperados regularmente.

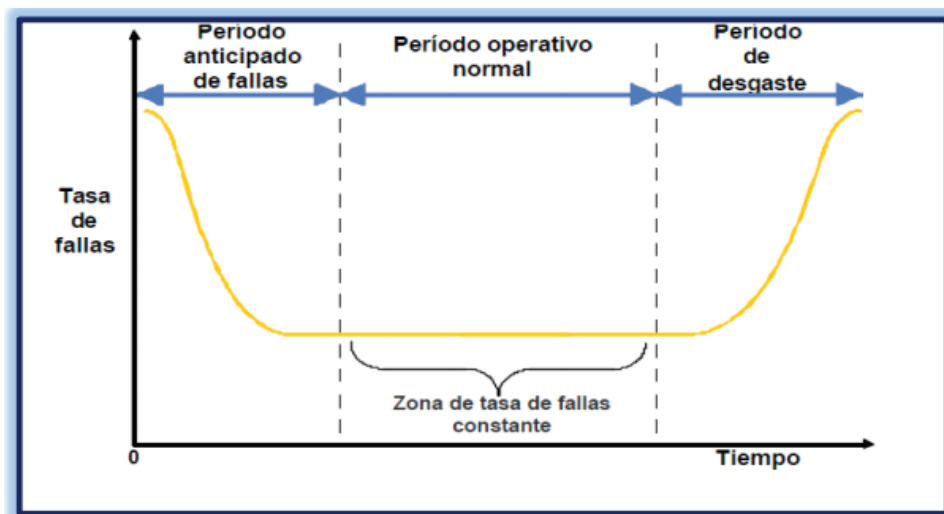
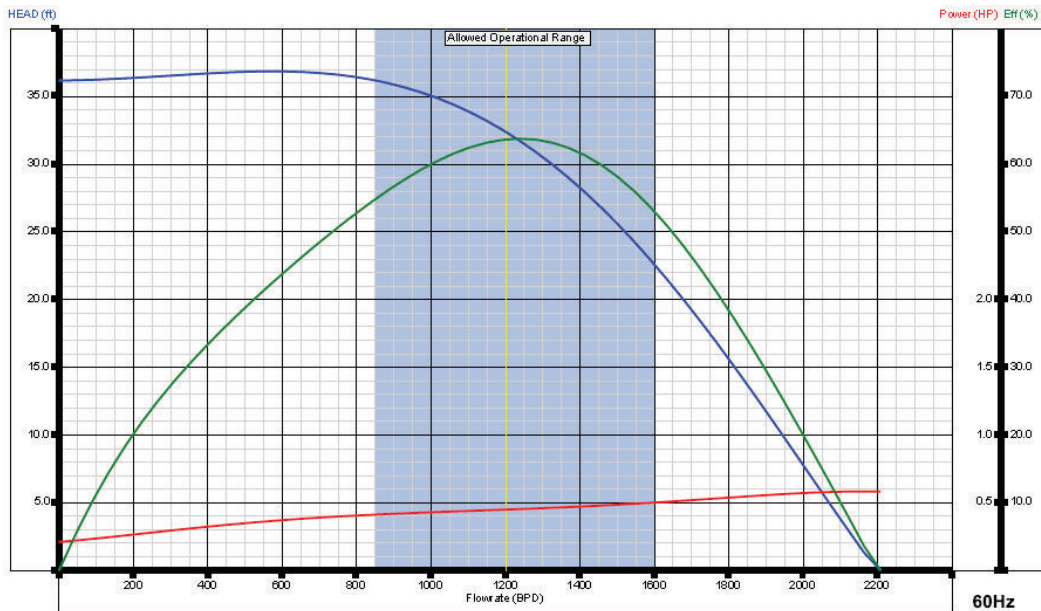


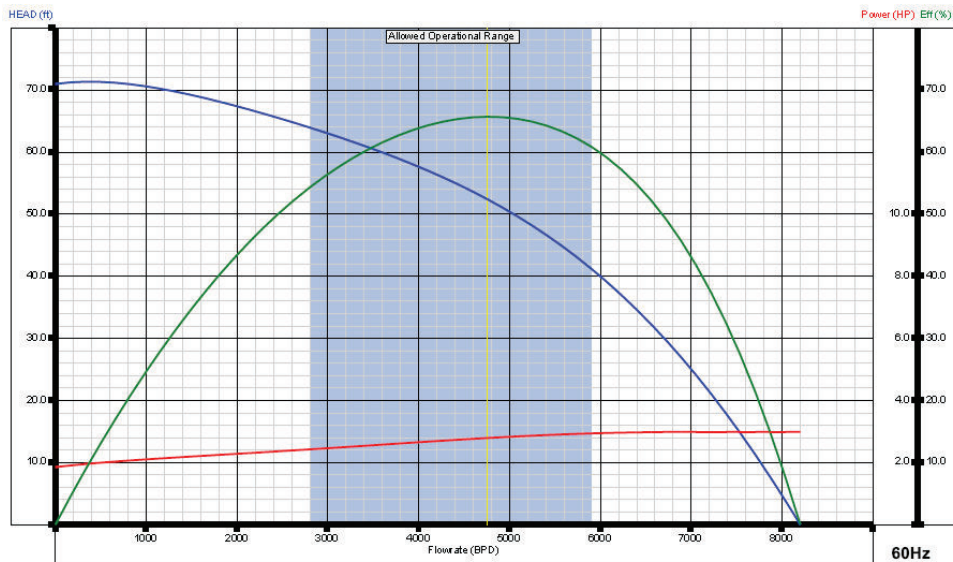
Figura 3.3. Curva de fallas en el tiempo de maquinaria.
(Fuente: (Apolo, 2014))

En los pozos analizados en el presente trabajo se tiene dos modelos distintos de bombas operando, las cuales según las curvas presentadas por los fabricantes deberían mantenerse operando, con un diseño apropiado, siempre con una mayor al 50% y cercana al 70%.



P12 Pump 400 SERIES
1 Stage Performance Curve
RPM=3500 Sp.Gr.=1.0

Figura 3.4. Curva de bombas utilizadas en los pozos Yuca Sur 19 y Sami 02.
(Fuente: (Catálogos Baker Hughes))



P47 Pump 538 SERIES
1 Stage Performance Curve
RPM=3500 Sp.Gr.=1.0

Figura 3.5. Curva de bombas utilizadas en los pozos Palanda 01 y Yuca Sur 01.
(Fuente: (Catálogos Baker Hughes))

En la siguiente grafica nos muestra los resultados obtenidos de un estudio realizado a veinte pozos, consiguiendo una relación del tiempo de vida operativa y los costos de un Workover dividido para el número de años que trabajo el pozo.

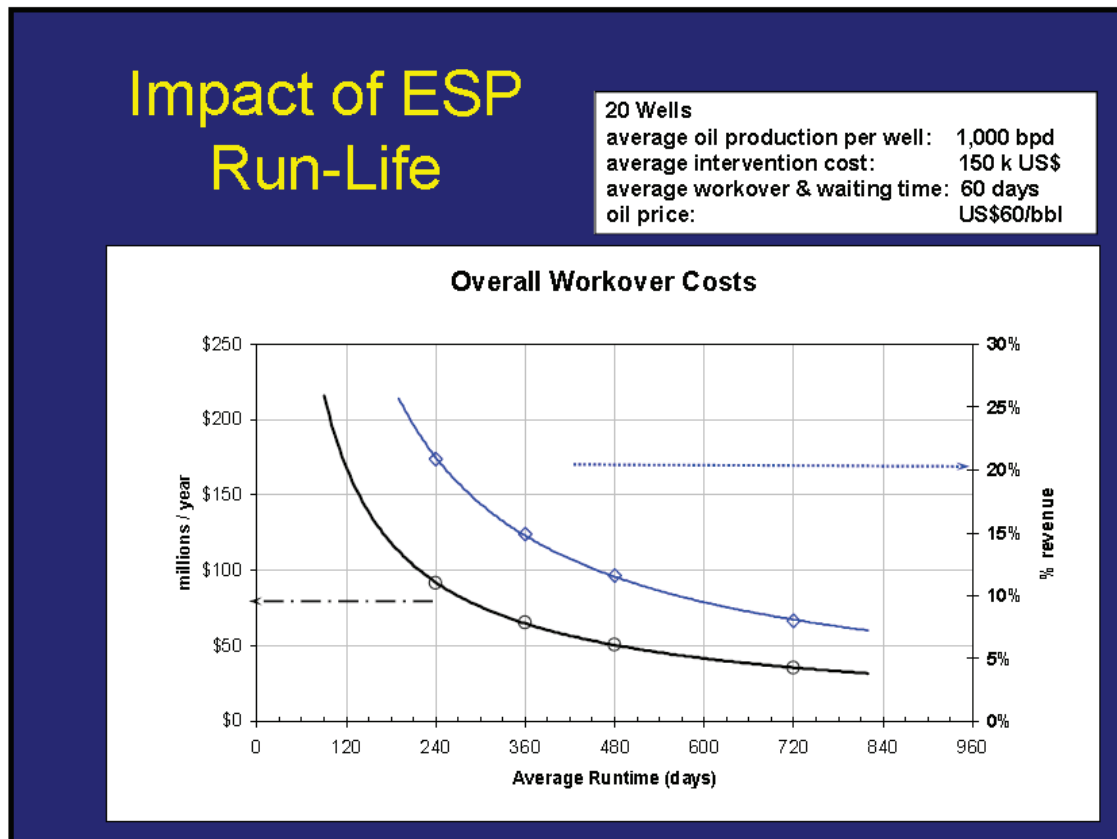


Figura 3.6. Costos totales de Workovers, en función del trabajo en funcionamiento de los equipos. (Fuente: (Society Petroleum Engineers, 2008))

A través del control de la eficiencia, se puede buscar una relación más conveniente económicamente entre la empresa proveedora de equipos y la empresa operadora, encargada del proceso de obtención del petróleo.

El valor del tiempo de vida operativa, solo puede ser un valor estadístico o un valor esperado del promedio de vida de equipos similares.

El equipo de bombeo, BES, como se ha estudiado en el capítulo 1 consta de distintos componentes, los cuales tienen distintos periodos de duración, por lo que la sociedad de ingenieros, SPE, ha estudiado el comportamiento de los elementos más importantes en el análisis de falla de los equipos BES, en las siguientes figuras se presenta los resultados obtenidos por esta organización.

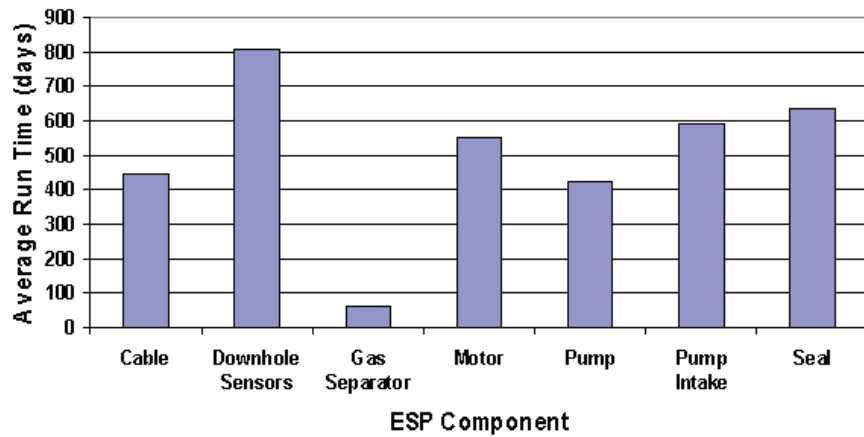


Figura 3.7. Promedio de vida antes de una falla de distintos componentes de la BES.
(Fuente: (Society Petroleum Engineers, 2008))

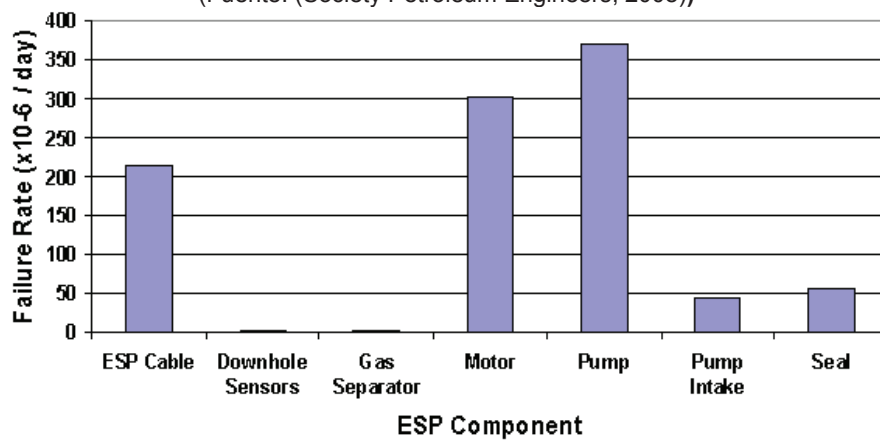


Figura 3.8. Tasa de falla de los componentes de una BES.
(Fuente: (Society Petroleum Engineers, 2008))

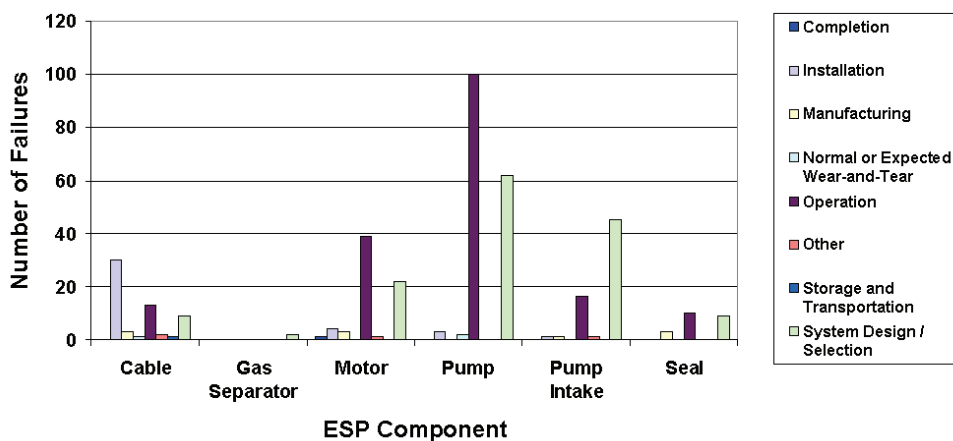


Figura 3.9. Cantidad de fallas por distintas causas.
(Fuente: (Society Petroleum Engineers, 2008))

En la figura 3.9. observamos, que el componente más crítico del sistema de bombeo es la bomba y el segundo es el motor. Los cuales son los elementos más estudiados en el presente trabajo.

En las siguientes tablas, encontramos los periodos de trabajo entre trabajos de reacondicionamiento realizados en los distintos pozos estudiados, esta información es obtenida por parte del consorcio petrolero.

Tabla 3.17. Workovers realizados en el pozo Palanda 01.

Completación Original :		martes, 10 de noviembre de 1992	
WO # 01:	25-feb-1997	WO # 06:	18-dic-2003
WO # 02:	11-feb-1998	WO # 07:	05-ago-2007
WO # 03:	29-oct-1999	WO # 08:	12-may-2009
WO # 04:	09-sep-2000	WO # 09:	13-jun-2010
WO # 05:	25-jul-2001	WO # 10:	04-dic-2011
		WO # 11:	16-may-2012

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.18. Workovers realizados en el pozo Yuca Sur 01.

:Completación Original		lunes, 24 de diciembre de 1979	
WO # 15	01-ago-1998	WO # 16	07-nov-1999
WO # 17	08-abr-2000	WO # 18	14-sep-2000
WO # 19	30-ene-2001	WO # 20	12-ago-2004
WO # 21	10-oct-2010	WO # 22	18-oct-2011
WO # 23	02-oct-2014	WO # 24	18-mar-2015
WO # 25	05-nov-2015	WO # 26	29-jul-2016

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.19. Workovers realizados en el pozo Yuca sur 19.

Completación Original :		lunes, 31 de julio de 2006	
WO # 01:	31-ago-2009	WO # 02:	29-nov-2009
WO # 03:	16-ene-2010		

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.20. Workovers realizados en el pozo Sami 02.

Completación Original :		martes, 5 de febrero de 2013	
WO # 01:	29-mar-2013	WO # 02:	02-may-2015

(Fuente: (Propia.))

Se presenta una tabla resumen de los periodos entre Workovers promedio conseguido a través de la información proporcionada por el consorcio petrolero, tomando como datos relevantes solo aquellos desde el año 2009 en adelante, y considerando además el tiempo de vida operativa actual hasta la fecha de estudio. La tabla 3.21. nos sirve como dato para plantear el ahorro esperado con las medidas de mejoramiento.

Tabla 3.21. Tiempo de vida promedio de los pozos estudiados.

Pozo	MTBF (días)
Palanda 01	1.496
Yuca Sur 01	477,2
Yuca Sur 19	3.025
Sami 02	636,67

(Fuente: (Propia.))

Se determinó, a través de la información proporcionada por el consorcio petrolero, un valor promedio de gastos dirigido para cada actividad de reacondicionamiento el cual es 167,537.00 dólares americanos, con este valor se plantea el análisis de oportunidades de ahorro. Lo cual coincide con los valores esperados que se plantea en el trabajo “Applying big data analytics to detect, diagnose, and prevent impending failures in electric submersible pumps.” Realizado por Gupta, S. para la sociedad de ingenieros petroleros. (Gupta, 2016)

Tabla 3.22. Costos esperados por fallas en equipos BES.

Lost production Cost	
Price of oil barrel	\$60
Typical production	850 b/d
Water cut	35%
Estimated downtime	2 days
Estimated Trip/Failure incidents/year	15
Estimated savings	$850 \text{ b/d} \times 30 \times 0.65 \times \$60 = \$1 \text{ MM}$
Intervention Cost	
Onshore conventional well	\$5K to \$25K per intervention
Onshore unconventional well	\$150K to \$250K
Offshore well	Up to \$1MM

(Fuente: (Gupta, 2016))

Como se puede notar, estos costos tienen valores muy elevados, representando estas actividades una gran cantidad de los egresos incurridos por las empresas petroleras. Por lo que se incorpora el análisis de los periodos entre Workovers a este trabajo, para buscar plantear alternativas de optimización basadas en el funcionamiento de los equipos BES.

3.4. Ahorros generados.

Podemos observar que las áreas de posible optimización, afectan principalmente los costos de operación - mantenimiento y los costos de consumo energético, los cuales se pueden ver reflejados en los siguientes flujos de caja que se presentaran en el siguiente apartado, planteándose un estudio de costos en un periodo de dos años.

En investigaciones se ha determinado que el promedio de vida entre Workovers, MTBF, en la década pasada hasta el 2009 llegaba a 27 meses mundialmente. Las empresas proveedoras de servicios petroleros se han planteado el mejoramiento constante de los equipos de producción de petróleo y específicamente en la confiabilidad de estos, para evitar trabajos que implican costos elevados además de paradas de producción que es especialmente perjudicial para sus clientes. Y estos esfuerzos ven resultados en el análisis presentado por Skoczylas, P. donde presenta que el promedio de vida esperado para los equipos de bombeo en el 2018 llega a 63 meses, alrededor de 1900 días. Lo cual resulta más del doble de tiempo esperado la década pasada. (Vandevier, 2010) (Skoczylas, 2018)

Los costos que fueron destinados para estos trabajos de repotenciación reparación en los pozos que se están analizando, obtenidos a través de la información presentada por el consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, se presentan en las siguientes tablas, mostrando los costos específicos que están directamente relacionados con los equipos de bombeo, BES, ya que otros costos pueden deberse a elementos del sistema de bombeo que no se han analizado en este trabajo.

Tabla 3.23. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Yuca Sur 01.

YUCA SUR 01				
WO	FECHA	OBJETIVO	COSTO BES	DETALLE
26	15-jul-16	CAMBIAR EQUIPO BES DEBIDO A FALLA ELECTRICA, PUNZAR TS y REPUNZAR Ti, EVALUAR Hs, Ts y Ti	10.000	DESARMAR Y ARMAR BES
25	28-oct-15	CAMBIAR EQUIPO BES Y TUBERIA DE PRODUCCION	10.000	DESARMAR Y ARMAR BES
24	14-mar-15	CAMBIAR TUBERIA DE PRODUCCION POR COMUNICACION TUBING CASING	10.000	DESARMAR Y ARMAR BES
23	27-sep-14	CAMBIAR TUBERIA DE PRODUCCION Y EQUIPO BES DEBIDO FALLA ELECTRICA	10.000	INSTALACION BES
22	17-mar-11	CAMBIO EQUIPO BES POR FALLA ELECTRICA		CAMBIO DE BOMBA

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.24. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Palanda 01.

PALANDA 01				
WO	FECHA	OBJETIVO	COSTOS BES	DETALLE
12	5-jun-18	PULLING BES, CAMBIAR TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, DISPARAR HS, EVALUAR HS, TI por separado Y HS+TI+UI, REDISEÑO EQUIPO BES	9.000	INSTALACION
			1.000	TECNICO
			1.320	TRANSPORTE BES
			880	WINCHE
			500	EMPALME ADICIONAL
			150.000	MISCELANEOS SUPERFICIE
TOTAL			162700	

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.25. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Sami 02.

SAMI 02				
WO	FECHA	OBJETIVO	COSTOS BES	DETALLE
1	29-mar-13	PULLING BES + CAMBIO DE TUBERIA	1.000	TECNICO
			500	EMPALME ADICIONAL
			9.000	INSTALACION
			2.640	TRANSPORTE BES
			43.500,24	CABLEADO
			38.187,18	REPARACION EQUIPO BES
			2.064	PACKER 9-5/8"
			3.386,7	TECNICO PACKERS
TOTAL			100.278,12	
2	2-may-15	SACAR EQUIPO BES, PUNZAR HS, T, UI; EVALUAR Y REDISEÑAR EQUIPO BES	2.000	TECNICO
			10.000	REPARACION PACKERS
			1.992	ASENTAMIENTO PACKERS
			28.138	3 PACKERS HS
			9.000	INSTALACION
			1.000	SUELDA CAMISAS
			3.000	SPOOLER
			9.485	INSPECCION/REPARACION
TOTAL			64.615	

(Fuente: (Propia.))

Tabla 3.26. Costos Workover relacionados al equipo BES en el pozo Yuca Sur 19.

YUCA SUR 19				
WO	FECHA	OBJETIVO	COSTOS BES	DETALLE
3	16-ene-10	PULLING BES CON CAMISA DE REFRIGERACION Y PACKER TWIN SEAL POR POSIBLE TAPONAMIENTO INTAKE	239.635,81	EQUIPO BES
			137.643	CABLE PLANO
			35.524	CAPILAR 3/8"
			19.883,5	REPARACION PACKER
			26.140	INSTALACION BES
TOTAL			458.826,31	

(Fuente: (Propia.))

A través del análisis de los datos históricos y los resultados obtenidos de la eficiencia electromecánica en nuestro programa computacional, se plantean dos posibles alternativas de optimización para los pozos petroleros del bloque 64, las cuales deben ser evaluadas.

Para analizar y seleccionar alguna alternativa se debe evaluar todos los costos en que incurre el consorcio petrolero Palanda – Yuca Sur y de estos considerar solo los que difieran entre las distintas alternativas planteadas, ósea que sean relevantes, como nos sugiere (Sullivan, 2004) “Sólo las diferencias entre los resultados esperados en las alternativas son relevantes para su comparación, y deben tomarse en cuenta en la decisión.” (p. 5)

Analizando los datos de las tablas anteriores, se puede notar que no existe una tendencia ni en el tiempo de vida operativa de los equipos BES, ni de los costos requeridos para los trabajos de mantenimiento correctivo, Workovers. Por lo que estos datos no nos ayudan a plantear alternativas, incluso nos plantean la existencia de incertidumbre sobre estos costos, así teniendo un equipo de alta eficiencia o uno de baja eficiencia se podría incurrir en los mismos costos de mantenimiento correctivo por lo que estos parámetros son irrelevantes en la toma de decisión para la implementación de equipos de mayor eficiencia.

En consecuencia, en el presente trabajo solo se analizan los ahorros generados en los costos destinados al consumo de combustible, de los cuales tenemos valores exactos y determinantes para la toma de decisiones sobre proyectos relacionados a la incorporación de equipos de bombeo de alta eficiencia en los pozos petroleros.

Debido a que los costos generados debido al consumo energético se crean en distintos periodos de tiempo, debemos conocer cual es el valor en la actualidad que representaría tales costos. Para encontrar el valor presente a partir de los valores pasados se utilizó la fórmula 33.

$$V_{presente} = V_{pasado} * (1 + i)^n \quad (33)$$

Donde:

i = costo de oportunidad

n = numero de periodos de inversión

El costo de oportunidad, i , se escogió 20% basándonos en la tabla 3.27., donde nos indica el índice de rentabilidad sobre el capital invertido de algunas empresas petroleros en la zona americana. Donde en promedio se tiene una rentabilidad de 36%.

Tabla 3.27. Rentabilidad sobre el capital invertido (RSCI) en el periodo 2008-2012.

No.	Nombre	País Sede	2008-2012			2012	
			Util. de Op.	CI Promedio	RSCI promedio	Util. de Op.	RSCI
1	Exxon Mobil	EE.UU.	236,636	184,019	28.47%	49,881	23.74%
2	Petrobras	Brasil	113,423	172,796	19.11%	15,403	7.31%
3	Chevron	EE.UU.	148,019	126,626	27.10%	35,013	24.62%
4	Pemex	México	274,210	95,209	63.56%	69,825	77.51%
5	Ecopetrol	Colombia	37,112	9,457	79.98%	12,748	118.97%
6	Valero Energy	EE.UU.	10,071	27,853	7.36%	4,010	14.10%
7	Hess Corp	EE.UU.	16,800	21,939	19.03%	3,475	13.93%
8	Murphy Oil	EE.UU.	8,844	10,948.80	18.93%	1,638	14.76%

(Fuente: (Pelagio, 2013))

Para poder comparar las dos alternativas y la situación actual de operación, los valores mensuales son convertidos a valor presente, y después a través de un sumatorio se determina el valor actual neto, VAN, y así poder especificar el ahorro monetario que se podría generar y también el porcentaje de ahorro.

Y para obtener el valor actual neto VAN, se utiliza la fórmula 34.

$$VAN = \sum_{j=1}^{26} V_j * (1 + i)^n \quad (34)$$

Donde:

V_j = Valores de flujo de caja en cada periodo

n = numero de periodos de inversión

i = costo de oportunidad

Los costos energéticos mensuales, su valor transformado a valor presente junto con el VAN de las alternativas operando a cincuenta por ciento, setenta por ciento de eficiencia y la situación actual, son presentados en las siguientes tablas, según cada pozo.

Se muestra también gráficamente mediante un flujo de caja como han sido esos costos a lo largo del periodo de estudio, y los costos que hubieran sido si se operaba durante ese mismo periodo con equipos BES correctos.

3.4.1. Flujos de caja.

- Palanda 01

Tabla 3.28. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Palanda 01.

CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL			CONSUMO ENERGÉTICO 50% EFICIENCIA			CONSUMO ENERGÉTICO 70% EFICIENCIA		
MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26
1	6.872,07	10.388,48	1	6.096,90	9.216,66	1	4.354,93	6.583,33
2	6.872,07	10.218,18	2	6.463,87	9.611,22	2	4.617,05	6.865,16
3	6.872,07	10.050,67	3	6.375,90	9.325,01	3	4.554,22	6.660,72
4	6.872,07	9.885,90	4	6.421,26	9.237,39	4	4.586,61	6.598,13
5	6.872,07	9.723,84	5	6.230,22	8.815,63	5	4.450,15	6.296,88
6	6.872,07	9.564,43	6	6.458,37	8.988,65	6	4.613,12	6.420,47
7	6.872,07	9.407,64	7	6.480,36	8.871,40	7	4.628,83	6.336,71
8	6.872,07	9.253,41	8	6.094,15	8.205,93	8	4.352,96	5.861,38
9	6.872,07	9.101,72	9	6.054,29	8.018,61	9	4.324,49	5.727,58
10	6.872,07	8.952,51	10	6.033,67	7.860,30	10	4.309,77	5.614,50
11	8.019,60	10.276,17	11	6.024,32	7.719,46	11	4.303,09	5.513,90
12	8.019,60	10.107,71	12	6.130,18	7.726,33	12	4.378,70	5.518,81
13	8.019,60	9.942,01	13	6.033,94	7.480,37	13	4.309,96	5.343,12
14	8.019,60	9.779,03	14	6.013,09	7.332,31	14	4.295,07	5.237,37
15	8.019,60	9.618,71	15	6.104,52	7.321,76	15	4.360,37	5.229,83
16	8.019,60	9.461,03	16	6.024,32	7.107,13	16	4.303,09	5.076,52
17	8.019,60	9.305,93	17	5.979,41	6.938,50	17	4.271,01	4.956,07
18	8.019,60	9.153,37	18	5.637,78	6.434,82	18	4.026,98	4.596,30
19	8.019,60	9.003,32	19	5.806,19	6.518,40	19	4.147,28	4.656,00
20	8.019,60	8.855,72	20	5.889,59	6.503,64	20	4.206,85	4.645,46
21	8.019,60	8.710,55	21	5.953,75	6.466,71	21	4.252,68	4.619,08
22	8.019,60	8.567,75	22	6.029,13	6.441,24	22	4.306,52	4.600,88
23	8.019,60	8.427,30	23	5.830,25	6.126,64	23	4.164,46	4.376,17
24	8.036,37	8.306,49	24	5.792,62	5.987,32	24	4.137,58	4.276,65
25	8.156,32	8.292,26	25	5.543,04	5.635,42	25	3.959,31	4.025,30
26	8.156,32	8.156,32	26	5.383,17	5.383,17	26	3.845,12	3.845,12
	VAN	242.510,43		VAN	195.274,03		VAN	139.481,45

(Fuente: (Propia.))

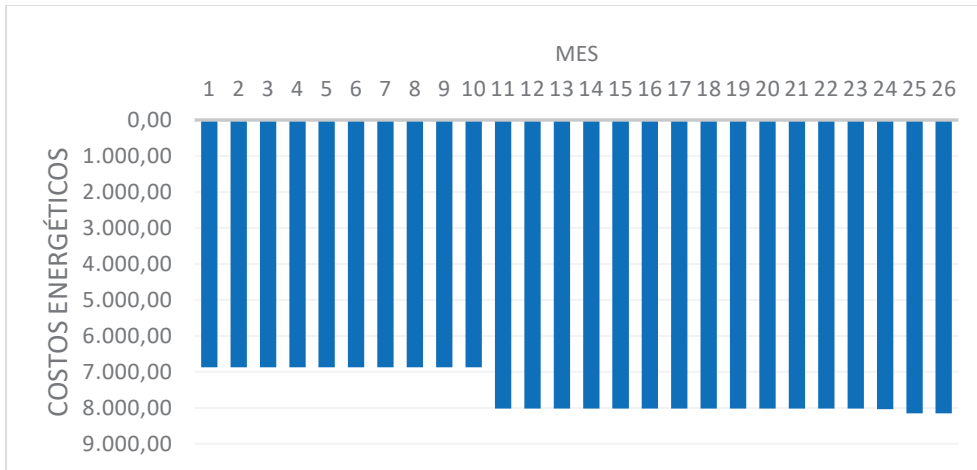


Figura 3.10. Flujos de caja en Palanda 01 a las condiciones actuales.
(Fuente: (Propia.))

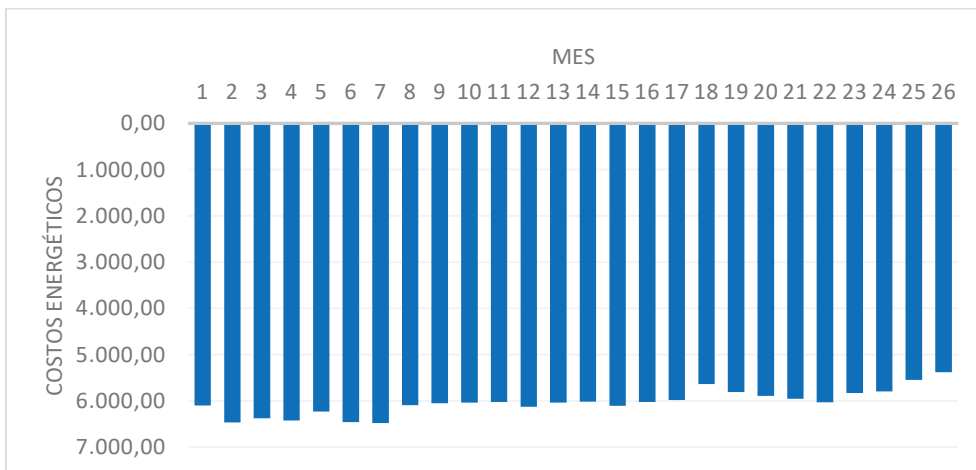


Figura 3.11. Flujos de caja en Palanda 01, trabajando con 50% eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

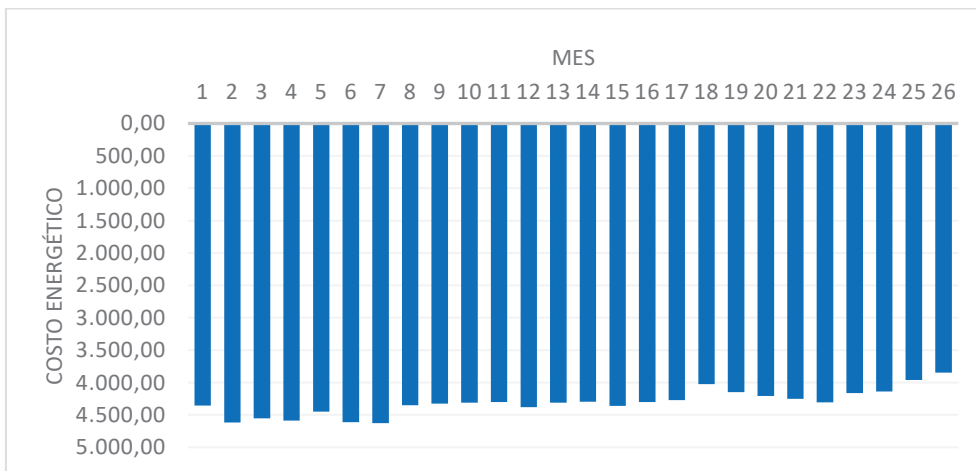


Figura 3.12. Flujos de caja en Palanda 01, trabajando con 70% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

- Yuca Sur 01

Tabla 3.29. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Yuca Sur 1.

CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL			CONSUMO ENERGÉTICO 50% EFICIENCIA			CONSUMO ENERGÉTICO 70% EFICIENCIA		
MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26
1	10.248,41	15.492,48	1	13.046,22	19.721,93	1	9.318,73	14.087,09
2	10.248,41	15.238,51	2	12.847,40	19.102,99	2	9.176,72	13.645,00
3	10.248,41	14.988,70	3	13.427,46	19.638,19	3	9.591,05	14.027,28
4	8.503,61	12.232,97	4	10.706,04	15.401,31	4	7.647,17	11.000,94
5	11.054,78	15.642,29	5	14.636,52	20.710,39	5	10.454,66	14.793,13
6	10.958,94	15.252,47	6	14.941,42	20.795,22	6	10.672,44	14.853,73
7	10.907,79	14.932,40	7	15.035,29	20.582,83	7	10.739,50	14.702,02
8	10.907,79	14.687,61	8	14.987,30	20.180,78	8	10.705,21	14.414,84
9	10.907,79	14.446,83	9	14.913,13	19.751,71	9	10.652,23	14.108,36
10	10.579,69	13.782,58	10	14.913,14	19.427,92	10	10.652,24	13.877,09
11	10.579,69	13.556,63	11	14.860,24	19.041,65	11	10.614,46	13.601,18
12	10.579,69	13.334,39	12	14.836,96	18.700,15	12	10.597,83	13.357,25
13	10.579,69	13.115,80	13	14.851,77	18.411,96	13	10.608,41	13.151,40
14	10.579,69	12.900,78	14	14.462,44	17.635,37	14	10.330,31	12.596,69
15	10.579,69	12.689,30	15	14.811,57	17.765,01	15	10.579,69	12.689,30
16	10.579,69	12.481,27	16	14.272,01	16.837,24	16	10.194,29	12.026,60
17	10.579,69	12.276,66	17	14.134,47	16.401,62	17	10.096,05	11.715,44
18	10.579,69	12.075,41	18	13.556,82	15.473,43	18	9.683,44	11.052,45
19	10.162,41	11.408,98	19	13.066,82	14.669,66	19	9.333,44	10.478,33
20	10.012,96	11.056,91	20	13.295,21	14.681,37	20	9.496,58	10.486,69
21	10.012,96	10.875,65	21	12.942,75	14.057,87	21	9.244,82	10.041,34
22	10.012,96	10.697,36	22	12.814,58	13.690,49	22	9.153,27	9.778,92
23	10.012,96	10.522,00	23	12.718,46	13.365,04	23	9.084,61	9.546,46
24	10.012,96	10.349,51	24	12.856,64	13.288,77	24	9.183,31	9.491,98
25	10.012,96	10.179,84	25	12.840,62	13.054,63	25	9.171,87	9.324,73
26	10.012,96	10.012,96	26	12.934,74	12.934,74	26	9.239,10	9.239,10
	VAN	334.230,30		VAN	445.322,26		VAN	318.087,33

(Fuente: (Propia.))

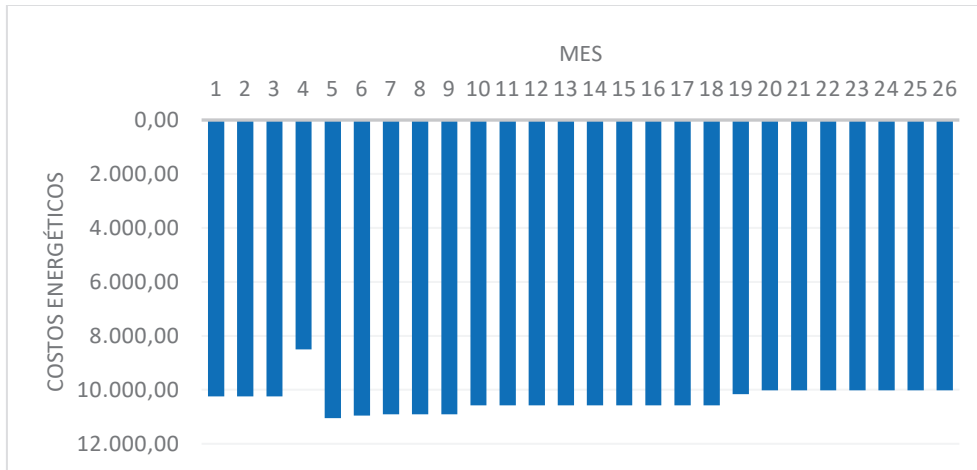


Figura 3.13. Flujos de caja en Yuca Sur 01 a las condiciones actuales.
(Fuente: (Propia.))

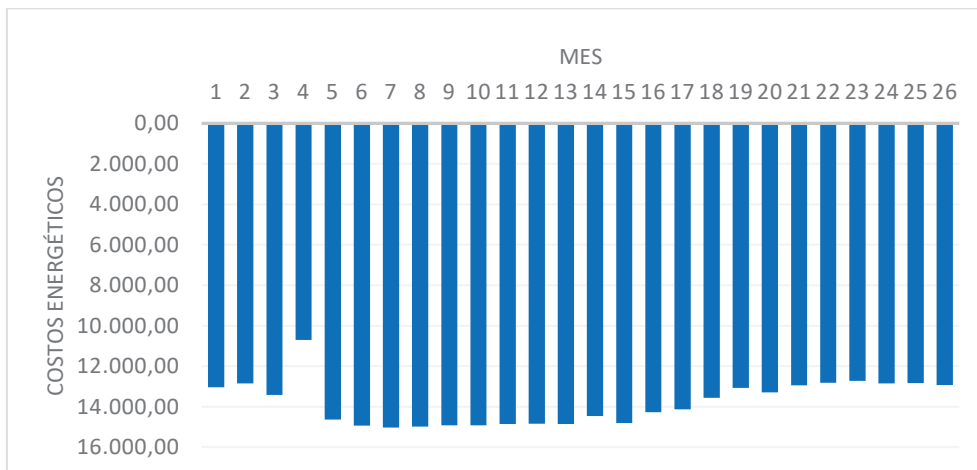


Figura 3.14. Flujos de caja en Yuca sur 01 trabajando con 50% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

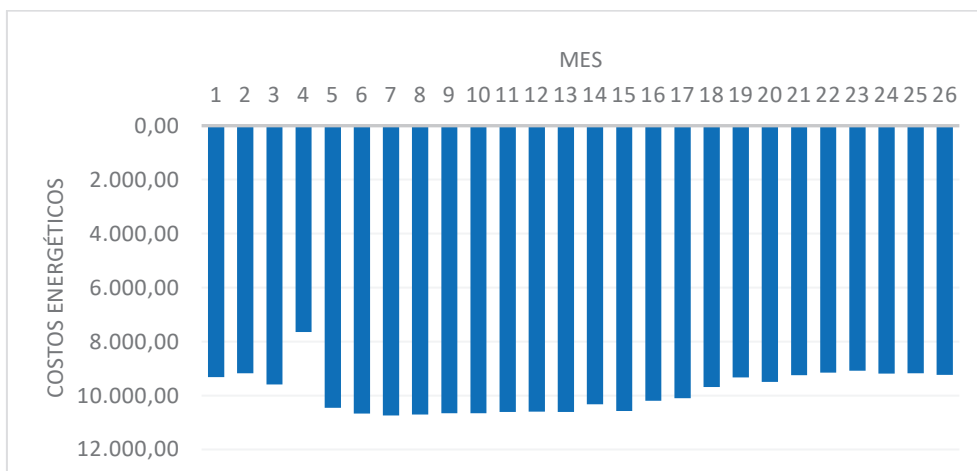


Figura 3.15. Flujos de caja en Yuca sur 01 trabajando con 70% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

- Yuca Sur 19

Tabla 3.30. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Yuca Sur 19.

CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL			CONSUMO ENERGÉTICO 50% EFICIENCIA			CONSUMO ENERGÉTICO 70% EFICIENCIA		
MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26
1	3.628,57	5.395,37	1	1.389,02	2.065,35	1	992,15	1.475,25
2	3.705,77	5.419,84	2	1.421,53	2.079,05	2	1.015,38	1.485,03
3	3.705,77	5.330,99	3	1.417,09	2.038,57	3	1.012,21	1.456,12
4	3.782,98	5.352,83	4	1.398,94	1.979,48	4	999,25	1.413,91
5	3.782,98	5.265,08	5	1.419,37	1.975,46	5	1.013,84	1.411,04
6	3.782,98	5.178,77	6	1.423,16	1.948,25	6	1.016,54	1.391,61
7	3.705,77	4.989,92	7	1.405,23	1.892,18	7	1.003,73	1.351,55
8	3.705,77	4.908,11	8	1.460,82	1.934,78	8	1.043,44	1.381,98
9	3.705,77	4.827,65	9	1.406,71	1.832,58	9	1.004,79	1.308,98
10	3.705,77	4.748,51	10	1.434,13	1.837,67	10	1.024,38	1.312,62
11	3.705,77	4.670,67	11	1.414,12	1.782,33	11	1.010,09	1.273,09
12	3.705,77	4.594,10	12	1.417,83	1.757,70	12	1.012,73	1.255,50
13	3.705,77	4.518,78	13	1.380,77	1.683,70	13	986,26	1.202,64
14	3.705,77	4.444,71	14	1.426,72	1.711,21	14	1.019,09	1.222,29
15	3.705,77	4.371,84	15	1.432,65	1.690,15	15	1.023,32	1.207,25
16	3.705,77	4.300,17	16	1.425,98	1.654,71	16	1.018,56	1.181,93
17	3.705,77	4.229,68	17	1.424,50	1.625,89	17	1.017,50	1.161,35
18	3.705,77	4.160,34	18	1.518,63	1.704,91	18	1.084,73	1.217,79
19	3.628,57	4.006,88	19	1.457,96	1.609,97	19	1.041,40	1.149,98
20	3.628,57	3.941,20	20	1.397,72	1.518,15	20	998,37	1.084,39
21	3.628,57	3.876,59	21	1.369,42	1.463,02	21	978,16	1.045,02
22	3.628,57	3.813,04	22	1.317,90	1.384,90	22	941,35	989,21
23	3.705,77	3.830,33	23	1.342,23	1.387,34	23	958,74	990,96
24	3.705,77	3.767,53	24	1.347,42	1.369,88	24	962,44	978,48
25	3.705,77	3.705,77	25	1.358,54	1.358,54	25	970,38	970,38
	VAN	113.648,70		VAN	43.285,75		VAN	30.918,39

(Fuente: (Propia.))

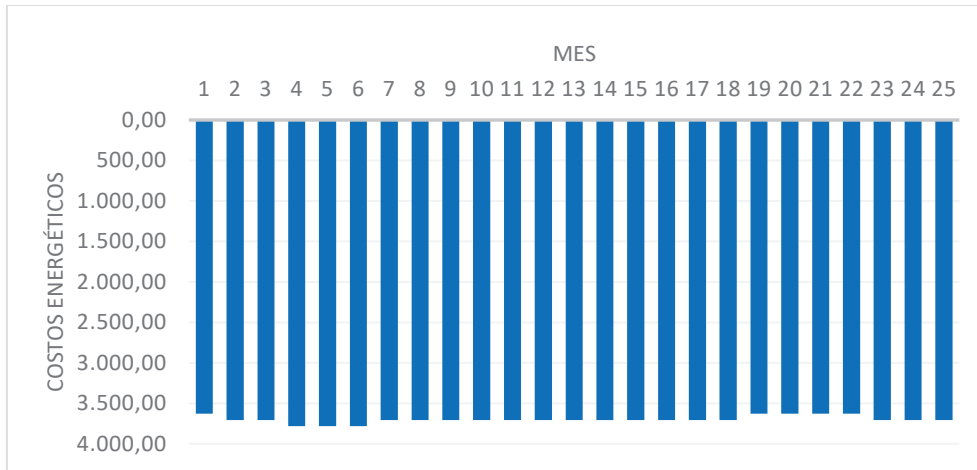


Figura 3.16. Yuca Sur 19 a las condiciones actuales.
(Fuente: (Propia.))

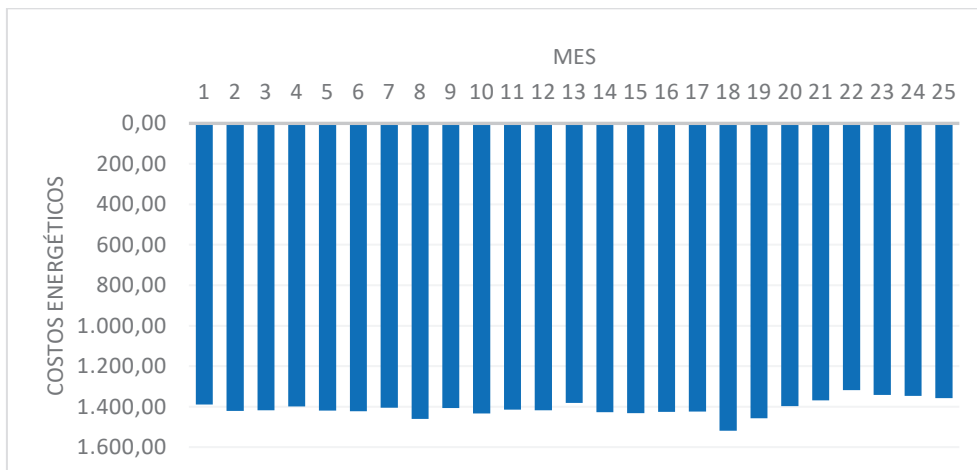


Figura 3.17. Yuca Sur 19 trabajando con 50% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

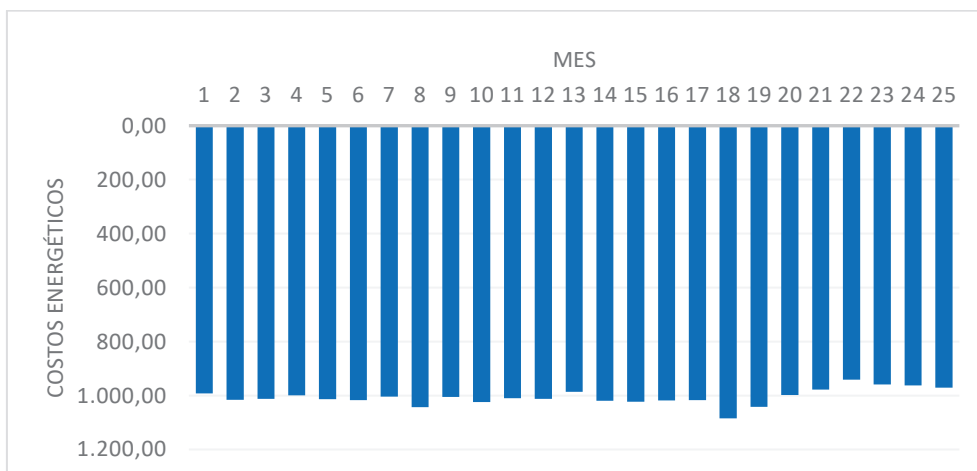


Figura 3.18. Yuca Sur 19 trabajando con 70% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

- Sami 02

Tabla 3.31. Calculo del VAN de las distintas alternativas en el pozo Sami 02.

CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL			CONSUMO ENERGÉTICO 50% EFICIENCIA			CONSUMO ENERGÉTICO 70% EFICIENCIA		
MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26	MES	COSTO ENERGIA	COSTO TRASLADADO A MES 26
1	3.807,99	5.756,53	1	3.034,21	4.586,80	1	2.167,29	3.276,29
2	3.681,06	5.473,42	2	2.874,91	4.274,74	2	2.053,50	3.053,39
3	3.681,06	5.383,69	3	3.083,25	4.509,38	3	2.202,32	3.220,99
4	3.681,06	5.295,43	4	2.945,58	4.237,41	4	2.103,99	3.026,72
5	3.681,06	5.208,62	5	2.919,08	4.130,44	5	2.085,06	2.950,31
6	3.681,06	5.123,24	6	2.782,88	3.873,17	6	1.987,77	2.766,55
7	3.807,99	5.213,02	7	2.858,28	3.912,89	7	2.041,63	2.794,92
8	3.807,99	5.127,56	8	2.881,13	3.879,51	8	2.057,95	2.771,08
9	3.807,99	5.043,50	9	2.794,30	3.700,92	9	1.995,93	2.643,51
10	3.807,99	4.960,82	10	2.804,20	3.653,15	10	2.003,00	2.609,39
11	3.807,99	4.879,49	11	2.942,05	3.769,90	11	2.101,47	2.692,78
12	3.807,99	4.799,50	12	3.013,64	3.798,33	12	2.152,60	2.713,09
13	3.807,99	4.720,82	13	3.029,64	3.755,88	13	2.164,03	2.682,77
14	3.807,99	4.643,43	14	3.012,12	3.672,95	14	2.151,51	2.623,54
15	3.807,99	4.567,31	15	3.023,54	3.626,44	15	2.159,67	2.590,32
16	3.807,99	4.492,43	16	3.041,82	3.588,56	16	2.172,73	2.563,25
17	3.807,99	4.418,79	17	2.945,10	3.417,49	17	2.103,64	2.441,06
18	3.807,99	4.346,35	18	2.851,42	3.254,55	18	2.036,73	2.324,68
19	3.619,08	4.063,01	19	2.799,72	3.143,15	19	1.999,80	2.245,10
20	3.619,08	3.996,41	20	2.841,70	3.137,98	20	2.029,79	2.241,41
21	3.619,08	3.930,89	21	2.956,06	3.210,75	21	2.111,47	2.293,39
22	3.230,90	3.451,74	22	2.999,57	3.204,60	22	2.142,55	2.289,00
23	3.230,90	3.395,16	23	3.008,62	3.161,57	23	2.149,01	2.258,26
24	3.823,95	3.952,48	24	3.034,69	3.136,69	24	2.167,63	2.240,49
25	3.823,95	3.887,68	25	3.078,28	3.129,58	25	2.198,77	2.235,42
26	3.823,95	3.823,95	26	3.094,34	3.094,34	26	2.210,24	2.210,24
	VAN	119.955,26		VAN	94.861,14		VAN	67.757,96

(Fuente: (Propia.))

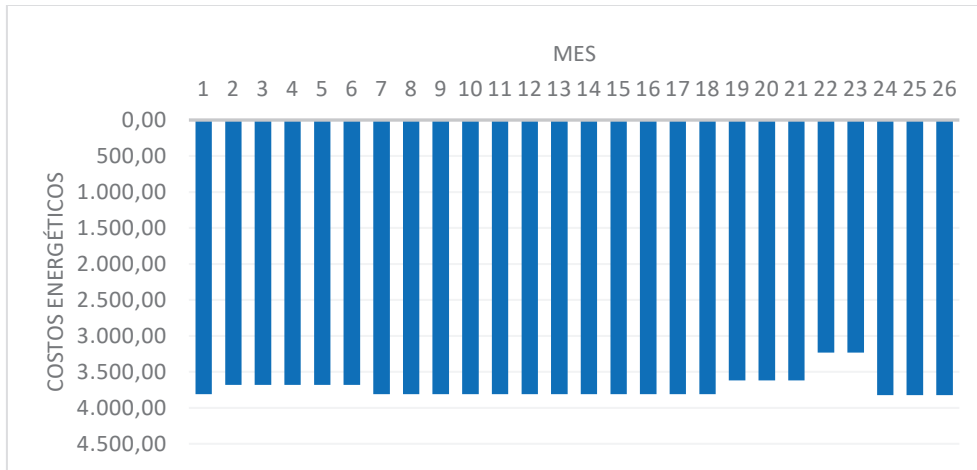


Figura 3.19. Flujos de caja en Sami 02 con las condiciones actuales.
(Fuente: (Propia.))

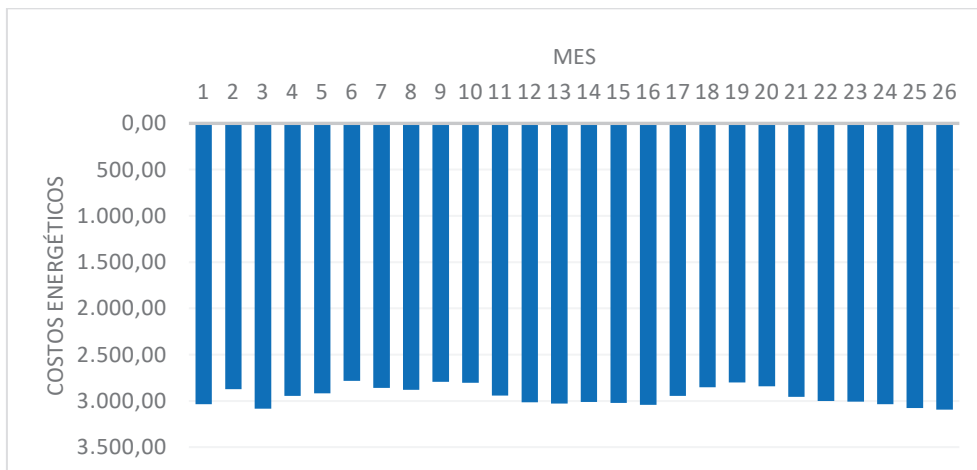


Figura 3.20. Flujos de caja en Sami 02, trabajando con 50% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

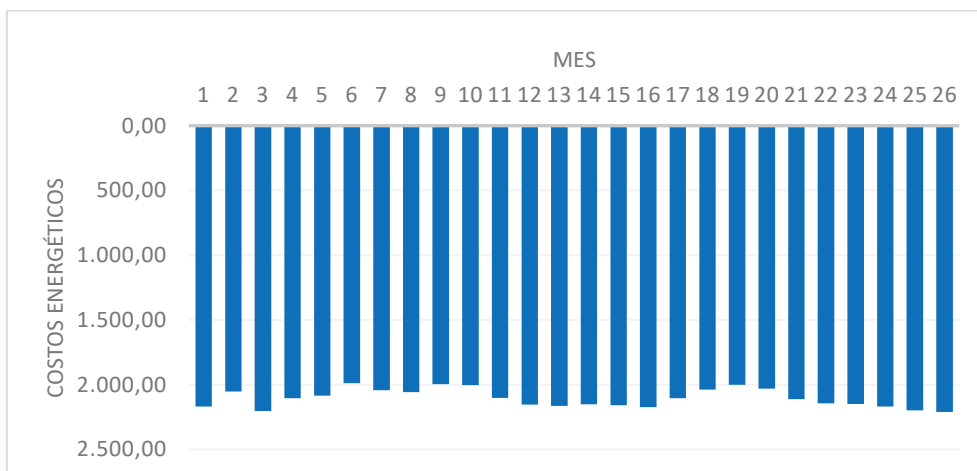


Figura 3.21. Flujos de caja en Sami 02, trabajando con 70% de eficiencia.
(Fuente: (Propia.))

3.5. Resultados económicos.

Crear una mentalidad de optimización constante dentro de una organización, resulta en beneficios económicos, administrativos y operacionales para la misma organización, y en el caso de la industria petrolera se conseguiría incluso una disminución en la contaminación ambiental, tema bastante considerado en la actualidad. Con las mejoras planteadas en el presente trabajo se puede conseguir ahorros de hasta 103.028,99 dólares americanos en un solo pozo.

La siguiente tabla ilustra los beneficios económicos esperados en cada pozo, considerando las medidas planteadas en este trabajo.

Tabla 3.32. Resultados económicos, ahorros generados.

Pozo	Costos actuales	Costos con 50% eficiencia	Ahorro	% Ahorro	Costos con 70% eficiencia	Ahorro	% Ahorro
Palanda 01	242.510,43	195.274,03	47.236,41	19,48	139.481,45	103.028,99	42,48
Yuca Sur 01	334.230,30	445.322,26	0	0	318.087,33	16.142,97	4,83
Yuca Sur 19	113.648,70	43.285,75	70.362,95	61,91	30.918,39	82.730,31	72,79
Sami 02	119.955,26	94.861,14	25.094,11	20,92	67.757,96	52.197,30	43,51

(Fuente: (Propia.))

4. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

4.1. Conclusiones

- A través del presente trabajo se logró evaluar la eficiencia electromecánica de los equipos de bombeo utilizados en los pozos petroleros del bloque 64 operados por el consorcio petrolero Palanda-Yuca Sur.
- Los pozos petroleros del bloque 64 operados por el consorcio Palanda Yuca Sur utilizan el sistema de bombeo BES, ya que este sistema permite elevar grandes volúmenes de fluido.
- La principal acción recomendada es la implementación de equipos de control y monitoreo en tiempo real de los equipos de bombeo, para mantener una eficiencia constante.
- Las consideraciones para la selección de los pozos a estudiar fueron la cantidad de producción, eficiencia obtenida, y presiones de trabajo. Los pozos seleccionados fueron: Palanda 01, Yuca Sur 01, Yuca Sur 19 y Sami 02.
- Los parámetros principales para determinar la eficiencia electromecánica de los equipos de bombeo son: Caudal, densidad del fluido a transportar, altura de levantamiento, presión de salida requerida, voltaje, amperaje y factor de potencia del motor eléctrico empleado.
- El pozo con la menor eficiencia electromecánica es Yuca Sur 19 con 19,04% y el de mayor eficiencia es Yuca Sur 01 con 66,48%.
- El pozo en el que resulta más viable la implementación de medidas de optimización es en el pozo Yuca Sur 19, obteniéndose un ahorro entre 70.362,95 y 82.730,31 dólares americanos.
- El único pozo de los estudiados que se encuentra operando dentro del rango aceptable de diseño, según las curvas de diseño realizadas por el fabricante, es Yuca Sur 01, los otros tres equipos se encuentran por debajo del 55% que plantea el fabricante.
- La tabla 3.1. presenta los resultados del índice energético planteado en este trabajo y evaluado en los pozos seleccionados, donde muestra el menor índice 1,13 perteneciente al pozo Yuca Sur 01, y el mayor 4,07, que pertenece al pozo Yuca Sur 19.

- Los pozos más actuales, como Yuca Sur 01, cuentan con equipos modernos de monitoreo, lo cual resulta en valores de eficiencia más altos y estables.
- En el pozo Yuca Sur 19, se concluye que está operando con un equipo sobre dimensionado, debido a la falta de Stock de equipos adecuados por parte de la empresa proveedora de servicios petroleros.
- Actualmente se maneja una política de bonificación para la empresa proveedora de servicios, entregando un bono si el equipo BES sobrepasa los 1.009 días de operación. Se podría reestructurar este acuerdo añadiendo a consideración la eficiencia electromecánica de operación de los equipos, entregando un bono cuando se trabaje en rangos aceptables acordados, y planteando una sanción en el caso de que los equipos trabajen fuera de los rangos aceptados.
- Los costos considerados en este trabajo fueron, los costos debidos al consumo de energía eléctrica y con las alternativas planteadas se consigue un ahorro económico de hasta 103.028,99 dólares americanos.
- La alternativa de operar los equipos en una eficiencia electromecánica de 50%, resulta la más recomendada, debido a que genera elevados valores de ahorro y las acciones necesarias serian menos drásticas, llevando un buen control, pero no sobrecargado, en comparación a las medidas necesarias para tener equipos operando con 70% de eficiencia.

4.2. Trabajos Futuros

Basándonos en el presente trabajo, se puede realizar auditorías a los equipos de bombeo operantes en otros pozos petroleros, y así conseguir mayor cantidad de valores los cuales ayudarían a mantener datos estadísticos reales, del consumo energético por parte de este tipo de equipos en el país.

A partir de una mayor cantidad de datos, se pueden plantear alternativas de optimización que sean adaptables a una mayor cantidad de equipos. Además, se puede plantear nuevas técnicas de regulación, en búsqueda del mejoramiento operacional en la industria petrolera.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALVAREZ, G. (2011). *OPTIMIZACION DE PRODUCCION, CONSUMO DE ENERGIA Y NIVEL DE ARMONICOS PARA EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO*. Bucaramanga.
- [2] API R.P. 11S2. (1997). *Recommended Practice for Electric Submersible Pump Testing*. American Petroleum Institute.
- [3] Apolo, A. &. (2014). *Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17*. Quito: U.C.E.
- [4] ASTM. (2009). *D341: Standard Practice for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products*. Annual Book of ASTM Standards. ASTM International.
- [5] Banco Interamericano de Desarrollo. (2011). *Manual de eficiencia energetica*. Washington D.C.: BID.
- [6] Brown, K. E. (1977). *The technology of artificial lift methods (Vol. 2)*. PPC Books.
- [7] Buyon, G. (2011). *Petroleum production engineering, a computer assisted approach*. Elsevier.
- [8] Centrilift, B. H. (2008). *Submersible Pump Handbook*. Baker Hughes.
- [9] Choccelahua, Q. &. (2012). *Análisis de la eficiencia energética de electrobombas controlados por variadores de velocidad*.
- [10] D.O.E, U.S. (1999). *Improving Pumping System Performance: A Sourcebook for Industry*. LBNL & RDC.
- [11] Edwards, R. M. (2004). *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context (No. 2004-01-1924)*. . SAE Technical Paper.
- [12] Escobar, F. (2000). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Universidad Surcolombiana.
- [13] Fundacion Repsol. (2013). *Indicador social Repsol de Eficiencia Energetica*. REPSOL.
- [14] Gupta, S. S. (2016). *Applying big data analytics to detect, diagnose, and prevent impending failures in electric submersible pumps*. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [15] Hofacker, A. (2008). *Rapid lean construction - quality rating model*. Manchester: s.n.

- [16] INEN. (2003). *EFICIENCIA ENERGETICA DE BOMBAS Y CONJUNTO MOTOR-BOMBA, PARA BOMBEO DE AGUA LIMPIA, EN POTENCIAS DE 0,187 Kw A 0,746 Kw Y ETIQUETADO*. Quito: INEN.
- [17] Koskela, L. (1992). *Application of the new production philosophy to construction*. Finland: VTT Building Technology.
- [18] Maroto Llerena, H. L. (2012). *Estudio para Optimizar el Sistema de Bombeo Electrosumergible en la Producción de Petróleo en el Área Libertador*. Quito: Bachelor's thesis.
- [19] Mascote, S., & Arturo, J. (2015). *Rediseño de un sistema de bombeo del laboratorio de mecánica de fluidos para evaluar la eficiencia energética en el control de flujo (Bachelor's thesis)*. Quito.
- [20] Mexicana, N. (2013). NOM-006-ENER-1995. Eficiencia Energética Electromecánica en Sistemas de Bombeo para Pozo Profundo en Operación.
- [21] Pedraza, A., & Rosas, R. (2011). *Evaluación para sistemas de bombeo de agua: Manual de eficiencia energética*.
- [22] Pelagio, R. C. (2013). *ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS PETROLERAS EN AMÉRICA: MITO Y REALIDAD SOBRE LA VIABILIDAD FINANCIERA DE PEMEX*. Mexico D.F.: ANFECA.
- [23] Peña, A. C. (2012). *Gestión de la eficiencia energética: cálculo del consumo, indicadores y mejora*. AENOR.
- [24] PEREZ MARROQUIN, M. E., & LOPEZ, R. (2012). *METODOLOGIA DE EVALUACION ELECTROMECHANICA E HIDRAULICA Y OBTENCION DE CURVAS CARACTERISTICAS EN POZOS PROFUNDOS*.
- [25] Poveda, M. (2007). *Eficiencia energética: recurso no aprovechado*. Quito: OLADE.
- [26] Ramírez, G. D. (2013). *Programa para el cálculo de las eficiencias electromecánicas en equipos de bombeo de pozo profundo (EFEL 1.0)*. AGROFAZ.
- [27] Ramírez, G. D., González, M. R., Caciano, R. T., Ávalos, J. E., & Valencia, E. A. (2013). *Programa para el cálculo de las eficiencias electromecánicas en equipos de bombeo de pozo profundo (EFEL 1.0)*. AGROFAZ.
- [28] Salazar Garcés, J. R. (2014). *Estudio Técnico–Económico Para Las Completaciones Con Bombeo Electrosumergible Mediante El Sistema Zeitecs En Pozos Del Oriente Ecuatoriano*. Quito: Bachelor's thesis, E.P.N.

- [29]Skoczylas, P. A. (2018). *Use of Run-Life Measures in Estimating Artificial Lift System Reliability*. Society of Petroleum Engineers.
- [30]Society Petroleum Engineers. (2008). *Pitfalls to avoid in assessing artificial lift run-life performance*. SPE.
- [31]Sullivan, W. G. (2004). *Ingeniería económica de DeGarmo*. Mexico D.F.: Pearson Educación.
- [32]Vandevier, J. (2010). *Run-time analysis assesses pump performance*. . Oil & Gas Journal, 108(37), 76-79.
- [33]Waide, P. &. (2011). *Energy-efficiency policy opportunities for electric motor-driven systems*.
- [34]WATERGY MEXICO. (2011). *DE BOMBEO, Estudio Integral de Sistemas. de Agua Potable Municipal*. Mexico, DF: CONNUE, GIZ.
- [35]Zamora Aizaga, I. M. (2012). *Modelación de un sistema de reinyección de agua*. Quito: Master's thesis E.P.N.

ANEXOS

Anexo I – Historiales de producción.

- Palanda 01

FECHA	HORAS	CAB PSI	MAN PSI	BFPD	BSW %	API @ 60°	P. INTAKE PSI	FREC. HZ	AMP	VOL.
15-ene-16	12	50	40	2.240	95	19,2	N/R	42,5	61	2.612
11-feb-16	8	50	40	2.266	95	19,2	N/R	42,5	61	2.612
24-mar-16	16	50	40	2.255	95	19,2	N/R	42,5	61	2.612
16-abr-16	12	50	40	2.272	95	19,2	2.013	42,5	61	2.612
16-may-16	24	50	40	2.262	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
25-jun-16	24	50	40	2.216	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
21-jul-16	12	50	40	2.245	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
25-ago-16	12	50	40	2.192	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
5-sep-16	14	50	40	2.240	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
16-oct-16	24	50	40	2.268	95	19,2	1.766	42,5	61	2.612
26-nov-16	24	50	40	2.238	95	19,2	1.957	42,5	61	2.612
23-dic-16	24	50	40	2.220	95	19,2	1.957	42,5	61	2.612
29-ene-17	24	45	40	2.201	95	19,2	1.957	42,5	61	2.612
10-feb-17	12	50	40	2.210	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
25-mar-17	12	50	40	2.230	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
14-abr-17	12	50	40	2.212	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
15-may-17	20	50	40	2.204	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
14-jun-17	15	50	38	2.240	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
13-jul-17	24	50	38	2.208	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
22-ago-17	24	50	38	2.162	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
24-sep-17	24	50	38	2.062	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
25-oct-17	24	50	38	2.110	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
24-nov-17	24	50	40	2.140	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
6-dic-17	24	50	40	2.194	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
25-ene-18	12	50	40	2.185	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
19-feb-18	24	50	40	2.136	95	19,2	1.957	42,5	62	2.999
19-mar-18	24	50	40	2.102	95	19,2	1.957	42,7	67	2.781
25-abr-18	12	45	40	1.980	95	19,2	1.957	42,7	68	2.781
22-may-18	24	45	40	1.960	95	19,2	1.957	42,7	68	2.781

- Yuca Sur 1

FECHA	HORAS	CAB PSI	MAN PSI	BFPD	BSW %	API @ 60°	P. INTAKE PSI	FREC. HZ	AMP	VOL.
16-ene-16	2	120	10	4.652	95	22,9	2.012	50,0	73	3.179
19-feb-16	2	110	10	4.806	95	22,9	2.011	50,0	73	3.179
14-mar-16	2	120	10	4.860	95	22,9	2.023	50,5	74	3.211
23-abr-16	2	120	10	4.918	95	22,9	2.002	50,5	74	3.211
21-may-16	2	120	10	5.086	95	22,9	2.205	50,5	74	3.211
21-jun-16	2	120	10	5.048	95	22,9	2.026	50,5	74	3.211
30-jul-16	2	100	10	4.419	98	22,9	2.150	50	62	3.180
24-ago-16	2	115	10	5.302	95	22,9	1.969	55,5	71	3.610
11-sep-16	2	120	10	5.360	95	22,9	1.955	55,5	72	3.529
11-oct-16	2	115	10	5.392	95	22,9	1.959	55,5	71	3.562
26-nov-16	2	110	10	5.385	95	22,9	1.957	55,5	71	3.562
17-dic-16	2	115	10	5.365	95	22,9	1.961	55,5	71	3.562
19-ene-17	2	110	10	5.356	95	22,9	1.948	55,5	69	3.555
26-feb-17	2	110	10	5.334	95	22,9	1.940	55,5	69	3.555
14-mar-17	2	115	10	5.320	95	22,9	1.938	55,5	69	3.555
17-abr-17	2	100	10	5.340	95	22,9	1.938	55,5	69	3.555
16-may-17	2	115	10	5.232	95	22,9	1.946	55,5	69	3.555
19-jun-17	2	115	10	5.312	95	22,9	1.936	55,5	69	3.555
28-jul-17	2	120	10	5.180	95	22,9	1.949	55,5	69	3.555
22-ago-17	2	110	10	5.112	95	22,9	1.917	55,5	69	3.555
24-sep-17	2	110	10	4.905	95	22,9	1.996	54	68	3.465
19-oct-17	2	115	10	4.914	95	22,9	1.998	54	68	3.465
23-nov-17	2	110	10	4.985	95	22,9	2.001	54	67	3.465
17-dic-17	2	130	10	4.880	95	22,9	2.013	54	67	3.465
12-ene-18	2	110	10	4.854	95	22,9	2.002	54	67	3.465
4-feb-18	2	120	10	4.820	95	22,9	2.005	54	67	3.465
17-mar-18	2	125	10	4.872	95	22,9	2.000	54	67	3.464
15-abr-18	2	110	10	4.855	95	22,9	1.997	54	67	3.464
17-may-18	2	120	10	4.892	95	22,9	2.002	54	67	3.464
1-jun-18	2	115	10	4.880	95	22,9	1.989	54	67	3.465

- Yuca Sur 19

FECHA	HORAS	CAB PSI	MAN PSI	BFPD	BSW %	API @ 60°	P. INTAKE PSI	FREC. HZ	AMP	VOL.
4-abr-16	24	290	40	462	58	27,6	N/R	51,5	48	1.790
10-abr-16	24	250	40	466	58	27,6	N/R	51,5	48	1.790
15-may-16	24	300	40	496	58	27,6	445	51,5	47	1.790
13-jun-16	12	250	40	514	58	27,6	445	51,5	48	1.790
14-jul-16	12	230	40	515	58	27,6	445	51,5	48	1.790
17-ago-16	24	250	40	506	58	27,6	445	51,5	49	1.790
10-sep-16	24	240	40	514	58	27,6	445	51,5	49	1.790
26-oct-16	12	200	40	516	58	27,6	445	51,5	49	1.790
15-nov-16	24	220	40	512	58	27,6	445	51,5	48	1.790
20-dic-16	24	280	40	524	58	27,6	445	51,5	48	1.790
18-ene-17	24	210	40	520	58	27,6	445	51,5	48	1.790
25-feb-17	8	280	40	518	62	27,6	445	51,5	48	1.790
24-mar-17	24	240	40	508	62	27,6	445	51,5	48	1.790
13-abr-17	24	240	40	514	62	27,6	445	51,5	48	1.790
26-may-17	24	250	38	508	62	27,6	445	51,5	48	1.790
18-jun-17	12	250	38	516	62	27,6	445	51,5	48	1.790
26-jul-17	24	230	38	520	62	27,6	445	51,5	48	1.790
15-ago-17	24	310	38	508	64	27,6	445	51,5	48	1.790
15-sep-17	24	290	38	510	64	27,6	445	51,5	48	1.790
24-oct-17	24	350	38	520	64	27,6	445	51,5	47	1.790
11-nov-17	12	210	38	528	64	27,6	445	51,5	47	1.790
12-dic-17	24	260	38	500	64	27,6	445	51,5	47	1.790
25-ene-18	24	275	38	484	70	27,6	445	51,5	47	1.790
26-feb-18	24	290	38	474	70	27,6	445	51,5	47	1.790
23-mar-18	24	330	38	478	70	27,6	445	51,5	48	1.790
18-abr-18	24	260	38	478	70	27,6	445	51,5	48	1.790
18-may-18	24	290	38	480	70	27,6	445	51,5	48	1.790
1-jun-18	24	300	38	476	70	27,6	445	51,5	48	1.790

- Sami 02

FECHA	HORAS	CAB PSI	MAN PSI	BFPD	BSW %	API @ 60°	P. INTAKE PSI	FREC. HZ	AMP	VOL.
16/3/2016	6	45	7	767	90	21,9	506	47,0	30	2.943
17/4/2016	8	40	7	760	90	21,9	530	47,0	30	2.943
20/5/2016	9	55	7	747	90	21,9	546	47,0	29	2.943
13/6/2016	8	38	7	770	90	21,9	519	47,0	29	2.943
26/7/2016	6	46	7	740	90	21,9	529	47,0	29	2.943
25/8/2016	6	58	7	738	90	21,9	567	47,0	29	2.943
11/9/2016	6	55	7	730	90	21,9	566	47,0	30	2.943
21/10/2016	6	45	7	720	90	21,9	504	47,0	30	2.943
28/11/2016	6	45	7	732	90	21,9	569	47,0	30	2.943
17/12/2016	6	40	7	716	90	21,9	570	47,0	30	2.943
11/1/2017	6	48	7	716	90	21,9	561	47,0	30	2.943
12/2/2017	6	15	7	750	90	21,9	580	47,0	30	2.943
15/3/2017	6	45	7	760	90	21,9	566	47,0	30	2.943
17/4/2017	8	35	7	769	90	21,9	593	47,0	30	2.943
19/5/2017	8	41	7	752	90	21,9	509	47,0	30	2.943
23/6/2017	8	45	7	758	90	21,9	537	47,0	30	2.943
18/7/2017	8	40	7	754	90	21,9	475	47,0	30	2.943
15/8/2017	12	50	7	740	90	21,9	507	47,0	30	2.943
23/9/2017	8	34	7	714	90	21,9	451	47,0	30	2.943
26/10/2017	8	50	7	710	90	21,9	514	47,0	30	2.797
24/11/2017	8	48	7	717	90	21,9	508	47,0	30	2.797
17/12/2017	8	40	7	720	90	21,9	339	47,0	30	2.797
15/1/2018	8	50	7	726	90	21,9	331	47,0	30	2.497
9/2/2018	8	45	7	728	90	21,9	329	47,0	30	2.497
14/3/2018	8	50	7	728	90	21,9	291	48,0	31	2.860
14/4/2018	8	40	7	733	90	21,9	253	48,0	31	2.860
13/5/2018	12	44	7	726	90	21,9	335	48,0	30	2.860
2/6/2018	12	60	7	716	90	21,9	323	48,0	30	2.860

Anexo II – Código de programa en Macros de Excel y capturas de pantalla.

- Código de programación

```
Sub Macro1()  
,  
' Macro1 Macro  
,  
,  
'Qf = 2000 'BPD  
'd = 2.441 'in  
'L = 5200  
'Pintake = 106 'psi  
'WC = 0.9 '%  
'densoAPI = 30 'API  
'SGo = 141.5 / (densoAPI + 131.5)  
'PerfDepth = (5300 + 5400) / 2 'feet  
'PumpDepth = 5200 'feet  
'ReqP = 150 'psi  
Qf = Worksheets("Hoja1").Range("B5").Value 'BPD  
DI = Worksheets("Hoja1").Range("B7").Value 'in  
Pintake = Worksheets("Hoja1").Range("B10").Value 'psi  
WC = Worksheets("Hoja1").Range("B11").Value '%  
densoAPI = Worksheets("Hoja1").Range("B13").Value 'API  
SGo = 141.5 / (densoAPI + 131.5)  
  
PerfDepth = Worksheets("Hoja1").Range("B9").Value 'feet  
PumpDepth = Worksheets("Hoja1").Range("B8").Value 'feet  
ReqP = Worksheets("Hoja1").Range("B12").Value 'psi  
SGf = 1.02 * WC + SGo * (1 - WC)  
HW = HazenWilliams(Pintake, PerfDepth, PumpDepth, SGf, ReqP, DI, SGo, Qf)  
Swan = Swanlee(DI, Qf, PumpDepth, Pintake, PerfDepth, SGf, ReqP)  
'DATOS PARA COLEBROK  
Dlp = DI / 12 'ft  
Dm = DI * 0.0254 '[m]  
vel = (Qf * 0.0000018) / ((3.1415927 * Dm ^ 2) / 4)  
Col = Colebrook(Qf, Dlp, PumpDepth, Dm, vel, Pintake, PerfDepth, SGf, ReqP)  
rad = Worksheets("Hoja1").Range("I6").Value 'angulo desviacion radianes  
  
'CALCULO EFICIENCIAS  
TDHHW = Worksheets("Hoja1").Range("C22").Value  
nHW = Eficiencia(Qf, TDHHW, SGf)  
Range("B25").Value = nHW  
TDHS = Worksheets("Hoja1").Range("E22").Value  
nS = Eficiencia(Qf, TDHS, SGf)  
Range("D25").Value = nS  
TDHC = Worksheets("Hoja1").Range("H22").Value  
nc = Eficiencia(Qf, TDHC, SGf)  
Range("G25").Value = nc  
End Sub  
Function HazenWilliams(Pintake, PerfDepth, PumpDepth, SGf, ReqP, DI, SGo, Qf)  
'PUNTO DE OPERACION
```

```

QfHW = Qf * 0.02917 'GPM
Pwfd = Pintake + (((PerfDepth - PumpDepth) * SGf) / 2.31)
NDL = PerfDepth - (Pwfd * 2.31 / SGf)
ReqH = ReqP * 2.31 / SGf
'FRICTION LOSS TUBING HAZEN-WILLIAMS (BAKER)
C = 120 'Tubo Nuevo
'TOMANDO EN CUENTA DENSIDAD DEL PETROLEO
FfL = 4.524 * ((QfHW / C) ^ 1.85) * (1 / (DI ^ 4.87)) 'psi per ft
FL = PumpDepth * FfL
H = FL * 2.31 / SGo
'TOMANDO EN CUENTA COMO QUE FUERA AGUA
'FfL = 2.083 * ((100 * QfHW / C) ^ 1.85) / (D ^ 4.8666) ' head loss per 1000ft
'H = L * FfL / 1000
TDH = NDL + H + ReqH
Cells(1, "C").Offset(23, o) = TDH
Cells(1, "B").Offset(23, o) = Qf
'GENERACION CURVA
fila = 15
S = 0.9 * Qf / 5
For Qi = Qf * 0.1 To (Qf + S) Step S
    fila = fila + 1
    FfLi = 4.524 * ((Qi * 0.02917 / C) ^ 1.85) * (1 / (DI ^ 4.87)) 'psi per ft
    FLi = PumpDepth * FfLi
    Hi = FLi * 2.31 / SGo
    TDHi = NDL + Hi + ReqH
    Cells(1, "C").Offset(fila, o) = TDHi
    Cells(1, "B").Offset(fila, o) = Qi
Next Qi
End Function
"ECUACION DE SWANLEE
Function Swanlee(DI, Qf, PumpDepth, Pintake, PerfDepth, SGf, ReqP)
Pwfd = Pintake + (((PerfDepth - PumpDepth) * SGf) / 2.31)
NDL = PerfDepth - (Pwfd * 2.31 / SGf)
ReqH = ReqP * 2.31 / SGf
filas = 15
S = 0.9 * Qf / 5
For Qis = Qf * 0.1 To Qf + S Step S
    filas = filas + 1
    Qm = Qis * 0.0000018 'Caudal [m3/s]
    Dm = DI * 0.0254 '[m]
    a = (3.1415927 * Dm ^ 2) / 4 '[m2]
    vel = Qm / a 'm/s
    visco = Worksheets("Hoja1").Range("F13").Value
    viscosidad = visco * (10 ^ -6) '[cst]-[m2/s]
    Re = vel * Dm / (viscosidad)
    e = 0.00065 'Rugosidad [ft]
    Dlp = DI / 12 ' ft
    If Re > 5 * 10 ^ 3 Then
        fis = 0.25 * (Log(1 / (3.7 * Dlp / e) + (5.74 / (Re ^ 0.9)))) ^ -2)
        FLSi = (fis * PumpDepth * vel ^ 2) / (Dm * 2 * 9.8) 'pies de carga
        TDHCi = NDL + FLSi + ReqH
        Cells(1, "E").Offset(filas, o) = TDHCi
        Cells(1, "D").Offset(filas, o) = Qis
        Cells(1, "F").Offset(filas, o) = Re
    End If
Next Qis
End Function

```

```

Else
    fisl = 64 / Re
    FLSic = (0.0489223 * PumpDepth * vel ^ 2) / (Dm * 2 * 9.8) 'pies de carga
    FLSi = (fisl * PumpDepth * vel ^ 2) / (Dm * 2 * 9.8) 'pies de carga
    TDHCi = NDL + FLSi + ReqH
    Cells(1, "E").Offset(filas, o) = TDHCi
    Cells(1, "D").Offset(filas, o) = Qis
    Cells(1, "F").Offset(filas, o) = Re
    Cells(1, "N").Offset(filas, o) = fisl
    Cells(1, "O").Offset(filas, o) = FLSi
End If
Next Qis
End Function
Function Colebrok(Qf, Dlp, PumpDepth, Dm, vel, Pintake, PerfDepth, SGf, ReqP)
Pwfd = (Pintake * (2.31 / SGf)) + (PerfDepth - PumpDepth)
n = 243 'Numero de tubos
NDL = PerfDepth - (Pwfd)
ReqH = ReqP * 2.31 / SGf
error01 = 1
Contador = 1
e = 0.00065 'Rugosidad [ft]
filac = 15
S = 0.9 * Qf / 5
Qff = Qf + S
For Qic = Qf To Qff Step S
    filac = filac + 1
    Qm = Qic * 0.00000184025 'Caudal [m3/s]
    Dm = Dlp * 12 * 0.0254 '[m]
    a = (3.1415927 * Dm ^ 2) / 4 '[m2]
    vel = Qm / a 'm/s
    Ha = (0.08 * n * vel ^ 2) / (2 * 9.8) 'Friccion debido a las conexiones
    nc = 2 'numero de codos 45 grados
    visco = Worksheets("Hoja1").Range("F13").Value
    viscosidad = visco * (10 ^ -6) '[cst]-[m2/s]
    Re = vel * Dm / (viscosidad)
    Do While Abs(error01) > 10 ^ -6
        Contador = Contador + 1
        f = 0.25 * (Log(1 / (3.7 * Dlp / e) + (5.74 / (Re ^ 0.9)))) ^ -2)
        error01 = -2 * (Log((e / (3.71 * Dlp)) + (2.51 / (Re * (f ^ 0.5))))) / Log(10) - (1 / (f ^
0.5))
        f2 = f * 0.009
        error02 = -2 * (Log((e / (3.71 * Dlp)) + (2.51 / (Re * (f2 ^ 0.5))))) / Log(10) - (1 / (f2 ^
0.5))
        f = Exp(Log(f) + (Log(f2) - Log(f)) * (error01) / (error01 - error02))
        If Contador >= 100 Then
            Beep
            error01 = 0
        End If
    Loop
    Cells(1, "K").Offset(filac, o) = f
    FLC = (f * PumpDepth * vel ^ 2) / (Dm * 2 * 9.8) 'pies de carga
    a = Worksheets("Hoja1").Range("I5").Value
    b = Worksheets("Hoja1").Range("I6").Value
    TDHCi = NDL * (1 + b) + FLC * (1 + a) + ReqH

```

```

Cells(1, "G").Offset(filac, o) = Qic
Cells(1, "H").Offset(filac, o) = TDHCi
Cells(1, "I").Offset(filac, o) = Re
Cells(1, "J").Offset(filac, o) = NDL
Cells(1, "L").Offset(filac, o) = FLC
Next Qic
End Function
Function Eficiencia(Qf, TDH, SGf)
'EFICIENCIA ELECTROMECHANICA
Qn = Qf * 1.84 * 10 ^ -6 'm3/s' denso 'kg/m3
TDHm = TDH * 0.3048 'm
V = Worksheets("Hoja1").Range("F5").Value 'Voltios
I = Worksheets("Hoja1").Range("F6").Value 'Amperaje
fp = Worksheets("Hoja1").Range("F8").Value 'factor de potencia
g = 9.8 'm/s2
dens = SGf * 1000 'kg/m3
Eficiencia = (Qn * dens * g * TDHm) / (V * I * fp * 3 ^ 0.5)
End Function
Function CurvaBomba(C1, C2, C, rev)
n = rev
For Q = 0 To 3000 Step 100
    Hm = C1 * n ^ 2 - C2 * n * Q - C * Q ^ 2
    Ht = C1 * n ^ 2 - C2 * n * Q
Next Q
End Function

```

- Captura de pantalla

